

marzec 2023

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (77)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



**XX-LECIE IZBY GOSPODARCZEJ
GAZOWNICTWA**

Patronat honorowy



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



Ministerstwo
Aktywów Państwowych



URZĄD DOZORU
TECHNICZNEGO



Urząd Regulacji
Energetyki

Patronat branżowy



Partner strategiczny konferencji i warsztatów technicznych EXPO-GAS



Partnerzy konferencji i warsztatów technicznych EXPO-GAS



Patronat medialny



Izba Gospodarcza Gazownictwa obchodzi w tym roku jubileusz XX-lecia.

Ta spontaniczna inicjatywa przedsiębiorców z sektora gazowniczego stała się kluczową instytucją promującą gaz ziemny jako paliwo nie tylko efektywne ekonomicznie, ale również przyjazne środowisku. Od początku jej funkcjonowania głównym obszarem aktywności jest uczestnictwo w tworzeniu i nowelizacji wszystkich istotnych dla branży gazowniczey aktów prawnych i programów dotyczących rozwoju branży gazowniczey. Opracowuje niezbędne ekspertyzy, analizy i studia, pomocne w wypracowaniu strategicznych programów rozwoju szeroko rozumianego rynku gazu. W tym celu w strukturze IGG powołane zostały zespoły ekspertów pracujących w konkretnych obszarach tematycznych. Wyspecjalizowanym zespołem jest Komitet Standardu Technicznego, jedyna i unikalna instytucja w Polsce, opracowująca powszechnie wykorzystywane standardy techniczne. Dokumenty standardyzacyjne służą uporządkowaniu systemu regulacji oraz ujednolicają wymagania techniczne dla całej branży, a organizatorzy warsztatów technicznych promują najnowsze rozwiązania techniczne i technologiczne w realnym otoczeniu.

Kluczowym, a zarazem oczekiwanym efektem działań branży jest zapewnienie – w ramach projektu programu FEnIKS – korzystnych zapisów gwarantujących wsparcie z funduszy unijnych dla infrastruktury i paliw gazowych inwestycji umożliwiających w dłuższej perspektywie zastąpienie nowymi, niskoemisyjnymi paliwami gazowymi instalacji zasilanych obecnie stałymi paliwami kopalnymi. Wartość unijnego budżetu dla gazownictwa określona została na poziomie 700 mln euro.

Misją IGG jest kreowanie wspólnoty firm członkowskich, a także wspieranie i promowanie sektora gazowniczego w polskiej gospodarce. Służą temu realizowane przez IGG działania, takie jak kongresy polskiego przemysłu gazowniczego (8 edycji) oraz międzynarodowe targi techniki gazowniczey EXPO-GAS (11 edycji). Kongresy to wydarzenia kreujące zmiany systemowe odnoszące się do zmieniającej się sytuacji w zakresie bezpieczeństwa i bilansu energetycznego. Targi to prezentacja dorobku ośrodków naukowych i przemysłu oraz najnowszych technologii w gazownictwie.

Powołana w 2019 roku Grupa Ekspertów ds. Wodoru rozpoczęła działania w kierunku wskazania roli wodoru w nowoczesnej gospodarce. Utworzone w IGG zespoły, między innymi do spraw biometanu, przygotowują projekty rozwiązań dla procesu

legislacyjnego. Zawarte przez IGG porozumienia z Ministerstwem Klimatu i Środowiska zapewniły udział w pracach zespołów pracujących na rzecz rozwoju rynku wodoru i biometanu, ze szczególnym uwzględnieniem instalacji gazowych.

Ważnym działaniem IGG była kontynuacja prac Zespołu Dobrych Praktyk, który wypracował „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczey”. Kodeks jest zbiorem spójnych i przejrzystych zasad i regulacji

koniecznych dla prawidłowej współpracy stron w procesie przygotowywania i realizacji zadań inwestycyjnych.

Obecnie stoją przed nami szersze wyzwania, niż pierwotnie zakładaliśmy. Oczekiwania rynku, otoczenie regulacyjne, dbałość o ochronę zasobów naturalnych i środowiska spowodowały, że dziś naszymi kompetencjami obejmujemy wiele innych, siostrzanych sektorów, takich jak biogaz, gospodarka wodorowa, technologie CCS i inne.

W tym numerze obszernie prezentujemy działania IGG na rzecz sektora gazowniczego, zwracając uwagę przede wszystkim na strategiczne zmiany i wyzwania systemowe dotyczące Europejskiego Zielonego Ładu i gospodarki zero- i niskoemisyjnej. Zespoły specjalistów pracują nad tym, jak maksymalizować udział polskich przedsiębiorców i technologii w łańcuchu dostaw na potrzeby budowy i eksploatacji krajowych biogazowni i biometanowni oraz rozwoju gospodarki wodorowej.

Zbliżające się targi EXPO-GAS (19–20 kwietnia w Kielcach) będą dobrym forum prezentacji dorobku polskiego przemysłu na rzecz zielonej gospodarki, a planowana konferencja jubileuszowa „Nowe technologie dla multienergetyki” i warsztaty techniczne „Dekarbonizacja w gazownictwie” przedstawią nowe rozwiązania dla gazownictwa. Zapraszamy do udziału.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA

„Przeglądu Gazowniczego”

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Jacek Brzozowski (PGNiG GRUPA ORLEN)

Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)

Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)

Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)

Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)

Ewa Kukulska-Zajac (INiG-PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN)

Antonina Lenkiewicz (PGNiG GRUPA ORLEN)

Piotr Wojtasik (PGNiG GRUPA ORLEN)

Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 37, 22 631 08 38
e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 602 625 474,
e-mail: adam.cymer@gmail.com

DTP i druk: BARTGRAF
tel. 601 968 520
e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Dotychczasowe doświadczenia, czyli jak potrafimy się jednoczyć wokół ważnych celów**, Iwona Waksmundzka-Olejniczak, członek zarządu PKN ORLEN SA ds. strategii i zrównoważonego rozwoju
- 10 **Kierunki i perspektywy rozwoju technologii kogeneracyjnych**, prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska
- 14 **Cykl Allama-Fetvedta – rewolucja w zakresie energetyki gazowej 2020-2030**, prof. Stanisław Nagy, AGH w Krakowie
- 16 **Rola biometanu w zielonej transformacji gospodarki na przykładzie przedsięwzięcia „Innowacyjna biogazownia”**, Jacek Dach, Ewa Krasuska, Wojciech Racięcki, Miłosz Krzywiński
- 20 **Gaz ziemny jako krytyczne dla Polski paliwo przejściowe**, Grzegorz Tchorek, Uniwersytet Warszawski
- 23 **E-paliwa – ważny trend w wykorzystaniu zielonego wodoru**, prof. Jerzy Kaleta, Politechnika Wroclawska
- 26 **Dlaczego gaz, a nie węgiel powinien wspomagać OZE**, prof. Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
- 29 **Dlaczego PE ma rację w sprawie charakterystyki energetycznej budynków**, Janusz Starościk

NASZ WYWIAD

- 30 **Światowe trendy rozwojowe w zakresie metod diagnostycznych, badawczych i pomiarowych**. Rozmowa z dr. inż. Andrzejem Ziółkowskim, prezesem Urzędu Dozoru Technicznego



30

JUBILEUSZ IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

- 32 **XX-lecie Izby Gospodarczej Gazownictwa**, Teresa Laskowska, dyrektor IGG
- 34 **Historyczna panorama działalności IGG**

PGNiG GRUPA ORLEN

- 38 **Dywersyfikacja dostaw gazu skuteczną odpowiedzią na kryzys energetyczny**
- 40 **Chatbot – robot, który wspomaga obsługę klientów PGNiG Obrót Detaliczny**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 42 **PSG rozwija inteligentną sieć gazową z dofinansowaniem UE**
- 44 **PSG ukończyła strategiczną inwestycję dla Bialegostoku**
- 45 **Rola gazu jako paliwa przejściowego będzie rosła**

GAZ-SYSTEM

- 46 **Gazociąg Wronów–Strachocina: projektowanie rozpoczęte**

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 48 **Zofiówka spali metan w kogeneracji**

TRANSITION TECHNOLOGIES

- 50 **Wdrożenie rozwiązania wspierającego logistykę LNG małej skali w PKN ORLEN SA – Oddziale Obrotu Hurtowego PGNiG w Warszawie**

EuRoPol GAZ s.a.

- 52 **Krajowy System e-Faktur – nowe wyzwania dla podatników i administracji skarbowej od 1 lipca 2024 roku**

GAS STORAGE POLAND

- 54 **Innowacyjne rozwiązania techniczne poprawiające komfort akustyczny w rejonie instalacji Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo**

TECHNOLOGIE

- 56 **Drony Prometheus H2 zapewniają wyższy poziom bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej**, Robert Drzewiecki, Prometheus SA
- 58 **Normy światowe dla urządzeń ciśnieniowych**, Leszek Lewandowski, UDT
- 61 **Sztuczna inteligencja w branży gazowniczej**, dr inż. Jacek Magiera, Politechnika Krakowska

PUBLICYSTYKA

- 64 **Możliwość dofinansowania infrastruktury gazowej w nowej perspektywie budżetowej UE**, Michał Szpila

Na okładce: Do terminalu w Świnoujściu wpłynął metanowiec Lech Kaczyński. Przetransportował 70 tys. ton LNG.



44

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Pierwszy kwartał 2023 roku poświęcony był przygotowaniom do jednego z największych wydarzeń w branży, jakim są odbywające się co dwa lata Targi EXPO-GAS w Kielcach. Tegoroczne targi będą miały specjalny, jubileuszowy charakter, związany z XX-leciem działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa.

W jubileuszowym roku chcemy wprowadzić wiele nowości. Jedną z nich będzie zmieniona strona internetowa wraz z nowoczesnym sklepem internetowym, co w znaczący sposób poprawi dostęp do dostarczanych przez IGG informacji, dokumentów i wydarzeń.

W okresie 13–15 stycznia 2023 roku odbyło się cyklicznie organizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa sympozjum w Zakopanem. Tematem przewodnim styczniowego spotkania było „Gazownictwo w dobie zmian”.

Podczas spotkania dyskutowano na temat kierunków reform i zmian w gazownictwie, wynikających z otoczenia geopolitycznego, toczącej się na Ukrainie wojny oraz polityki klimatycznej UE, dążącej do ograniczenia emisji i wykorzystywania paliw kopalnych. Omówiono wpływ nowych uwarunkowań na rolę gazu ziemnego w transformacji energetycznej, stan prac legislacyjnych w UE i Polsce oraz zastąpienia dostaw z Rosji innymi źródłami. Zainteresowanie wzbudziły zagadnienia związane z przyszłością multienergetyki, w tym miks energetyczny, megatrendy w energetyce, ślad węglowy, światowe trendy w transformacji energetycznej, innowacje technologiczne, gazy odnawialne jako remedium na kryzys energetyczny, gospodarka nisko- i zeroemisyjna w branży gazowniczej oraz realizacja „zazieleniania” gazownictwa w projektach firm z branży.

W ostatnim okresie intensywnie pracowano nad zapewnieniem możliwości pozyskiwania środków unijnych z programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021–2027 (FEnIKS) w obszarze infrastruktury energetycznej, a szczególnie na inwestycje w infrastrukturę gazowniczą, na co przeznaczono 700 mln euro. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej powołało Komitet Monitorujący Program FEnIKS. Wymagania postawione przez ministerstwo pozwoliły IGG na skierowanie do prac w tym Komitecie Michała Szpili z PSG, który równocześnie pełni rolę przewodniczącego Zespołu IGG ds. Pozyskania Środków UE. Przedstawiciel IGG zasiada w Komitecie w charakterze obserwatora, tzn., że może zabierać głos w dyskusji i zadawać pytania, natomiast nie bierze udziału w głosowaniu. Do komitetu wprowadzono przedstawicieli tylko pięciu organizacji samorządowych, wśród których znalazła się Izba Gospodarcza Gazownictwa, co należy uznać za wyróżnienie i docenienie dotychczasowego zaangażowania IGG. Komitet Monitorujący spotkał się dotychczas dwukrotnie – na początku lutego i marca. Izba przekazała do ministerstwa wykaz projektów dotyczących infrastruktury gazowej. Ostatnie działania to prace nad kryteriami wyboru projektów. W lutym odbyła się dyskusja dotycząca pomocy publicznej w sektorze dystrybucji gazu. 24.03.br. IGG zorganizowała kolejne spotkanie członków zespołu i przedstawicieli firm członkowskich z przedstawicielami MKiŚ i instytucji wdrażającej program w celu omówienia kryteriów szczegółowych dla projektów gazowniczych, które będą ubiegały się o dofinansowanie z programu FEnIKS.

Izba kontynuuje dialog z Ministerstwem Klimatu i Środowiska na temat zakresu zmiany projektu ustawy „Prawo energetyczne”, który w dużej mierze dotyczy wodoru. Do MKiŚ skierowano 48 uwag dotyczących projektu i przekazano uzasadnienia i zmiany w kolejnym stanowisku IGG.

10 lutego br. powołano Zespół ds. Budowy i Eksploatacji Infrastruktury Gazowej. Zgłoszone do rozpatrzenia przez zespół tematy to bezpieczeństwo realizacji prac budowlanych w otoczeniu infrastruktury gazowej oraz problemy i dobre praktyki przy pozyskiwaniu służebności. W miarę potrzeb wynikających ze zgłoszeń płynących z firm członkowskich zespół IGG będzie podejmował następujące tematy.

Ustalono ciągłość prac dla kolejnej nowelizacji „Biuletynu Technicznego”. Będzie to już szesnaste wydanie tego dokumentu.

Zatwierdzono regulamin oraz skład członkowski jury konkursu odbywającego się podczas Targów EXPO-GAS w Kielcach.

Podsumowano zorganizowane przez IGG webinary – łącznie w 2022 roku odbyły się 23 webinary, w których udział wzięło 730 osób.

Ostatnio istotnym zagadnieniem, którym zajmował się Zespół Konsultacyjny ds. Rynku Energii i Gazu, powołany do współpracy z Radą Rynku przy Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE), było wprowadzenie nowych stawek opłat transakcyjnych. TGE – dzięki działaniom IGG – dokonała ponownej weryfikacji wysokości opłat zwiększonych od 1 stycznia 2023 roku i finalnie obniżyła stawki na rynkach terminowych gazu ziemnego i energii elektrycznej na okres przejściowy, tj. od lutego do czerwca 2023 roku. Ponadto, TGE i IRGIT zobowiązały się do utrzymania Programu Maker-Taker oraz do wypracowania warunków kolejnego programu wspierającego płynność po wygaszeniu Programu Maker-Taker.

Izba prowadzi rozmowy z Ministerstwem Infrastruktury w sprawie wprowadzenia samoobsługowego tankowania pojazdów zasilanych gazem CNG. Skierowała kolejne pismo w tej sprawie do Ministerstwa Infrastruktury. 17.03.br. odbyło się spotkanie (poza reprezentantami IGG udział w nim wzięli przedstawiciele Ministerstwa Infrastruktury, Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Urzędu Dozoru Technicznego i Transportowego Dozoru Technicznego), na którym omówiono kwestie przedstawionych przez IGG rozwiązań. Wcześniej, 14.03.br., spotkał się Zespół IGG ds. Bezobsługowego Tankowania Pojazdów Sprężonym Gazem CNG.

Przedstawiciele IGG zostali włączeni do zespołu ekspertów przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska, który opracował projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu.

IGG, we współpracy z kancelarią JDP, zorganizowała dla firm członkowskich bezpłatne webinarium: „Trzy lata dynamicznych zmian realiów rynkowych i wzrostów cen – jak reaguje rynek? Jak zmienić kontrakt? Jak zrekompensować rosnące koszty?”.

Nadal toczą się prace zespołów roboczych przy MKiŚ, powołanych w ramach „Porozumienia wodorowego” i „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”, w których biorą udział osoby zgłoszone przez IGG.

Przedstawiciele IGG wzięli również udział w spotkaniach rad koordynacyjnych nadzorujących realizację wspomnianych porozumień.

Przez długi czas prowadziliśmy w „Przeglądzie Gazowniczym” rubrykę „osobowość”. Poprosiliśmy prezentowane w niej osoby o ich refleksje na temat XX-lecia IGG. W ramach publikujemy przysłane nam wypowiedzi: Katarzyny Chołast (str. 21), Grzegorza Romanowskiego (str. 13), prof. Stanisława Nagy’ego (str. 25), dr. Macieja Szumskiego (str. 11), prof. Waldemara Kamrata (str. 19), Kazimierza Nowaka (str. 22) i Janusza Tokarzewskiego (str. 27).

Z okazji zbliżającej się Wielkanocy wszystkim Czytelnikom „Przeglądu Gazowniczego” życzymy, aby był to czas wytchnienia w rodzinnym gronie i wspaniałej, wiosennej atmosferze.

Z ostatniej chwili

Na XX-lecie IGG przyszło na świat pierwsze „izbowe” dziecko. Gratulujemy rodzicom malutkiej Aleksandry Filanowskiej i życzymy wszystkiego najlepszego.



Wojciech Kietliński

● **22 marca br.** GAZ–SYSTEM zawarł komplet umów niezbędnych do rozpoczęcia budowy gazociągu relacji Rembelszczyzna–Mory. Gazociąg Warszawski będzie liczył 28,5 km i połączy Rembelszczynę z Morami. Jego trasa przebiegnie przez gminy Nieporęt, Jabłonna, Łomianki, Stare Babice i Ożarów Mazowiecki oraz 3 warszawskie dzielnice: Białolekę, Bielany i Bemowo. Inwestycja wzmocni bezpieczeństwo energetyczne Warszawy, umożliwiając przesył ponad 2 mld m³ gazu rocznie. Możliwe będzie również przyłączenie do sieci gazowej nowych odbiorców – np. elektrociepłowni i ciepłowni, co z kolei przełoży się na zwiększenie stołecznych zdolności wytwórczych energii elektrycznej i ciepła.

● **16 marca br.** Komisja Europejska wydała decyzję potwierdzającą przyznanie wsparcia dla inwestycji „Gazociąg Gustorzyn–Wronów – budowa odcinka Leśniewice–Wronów”.

● **16 marca br.** GAZ–SYSTEM i Gas Transmission System Operator of Ukraine (GTSOU) podpisali porozumienie o wieloletniej współpracy, określające zasady i kierunki budowania bezpieczeństwa energetycznego oraz wypracowania wiodącej pozycji operatorów na regionalnym rynku gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej.

● **16 marca br.** Ponad połowa gazu, który PGNiG z Grupy ORLEN sprowadziło w 2022 roku z zagranicy, to LNG oraz dostawy gazociągami z nowych kierunków – Norwegii i Litwy. Prawie jedną czwartą całego importowanego gazu sprowadzono ze Stanów Zjednoczonych. Zasadnicze zmiany w strukturze zaopatrzenia Polski w gaz były możliwe dzięki poszerzeniu grona dostawców oraz efektywnemu wykorzystaniu zwiększonych możliwości odbioru w Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz nowych połączeń transgranicznych, w tym gazociągu *Baltic Pipe*, łączącego Polskę z Norwegią, na terenie której Grupa ORLEN posiada własne złoża gazu.

● **16 marca br.** Ponad połowa gazu, który PGNiG z Grupy ORLEN sprowadziło w 2022 roku z zagranicy to LNG oraz dostawy gazociągami z nowych kierunków – Norwegii i Litwy. Prawie jedna czwarta całego importowanego gazu pochodziła ze Stanów Zjednoczonych. Zasadnicze zmiany w strukturze zaopatrzenia Polski w gaz były możliwe

9 marca br. Książę Fryderyk, następca duńskiego tronu, zainaugurował system składowania CO₂ pod dnem Morza Północnego. Według mediów, jest to pierwszy projekt na świecie, który umożliwia wykorzystanie wyeksploatowanego pola naftowego w ramach międzynarodowej współpracy. – *Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla to jedno z narzędzi potrzebnych do tego, żebyśmy mogli osiągnąć założone cele klimatyczne* – oświadczył podczas uroczystości w duńskim porcie Esbjerg Lars Aagaard, minister klimatu i energii. W duńskiej części Morza Północnego, 250 km od wybrzeża Danii, przy nieczynnej platformie Nini Vest dokonano pierwszego wpompowania CO₂ w głąb ziemi, pod dno morskie, ze statku Aurora Storm. Dwutlenek węgla został wcześniej przechwycony z belgijskiego zakładu chemicznego, schłodzony do stanu ciekłego, a następnie w kontenerach do przewozu skroplonego CO₂ załadowany na statek w porcie w Antwerpii.



dzięki poszerzeniu grona dostawców oraz efektywnemu wykorzystaniu zwiększonych możliwości odbioru w Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz nowych połączeń transgranicznych, w tym gazociągu *Baltic Pipe*, łączącego Polskę z Norwegią, gdzie Grupa ORLEN posiada własne złoża gazu. Dywersyfikację importu przyspieszyło całkowite wstrzymanie dostaw rosyjskiego gazu w kwietniu 2022 roku.

– *Dzięki szybkiej i efektywnej reorientacji kierunków importu gazu w 2022 roku zapewniliśmy bezpieczeństwo polskim odbiorcom tego surowca. To zwieńczenie realizowanego od siedmiu lat procesu dywersyfikacji i budowy suwerenności energetycznej Polski. Przyspieszyliśmy finalizację tego procesu w odpowiedzi na europejski kryzys gazowy, wywołany działaniami Rosji. Mimo ogromnej konkurencji ze strony innych państw zwiększyliśmy import LNG i podpisaliśmy kontrakty na zakup norweskiego gazu. Zaczęliśmy sprowadzać gaz z Litwy i odebraliśmy pierwsze dostawy ze Słowacji. Idziemy jednak dalej – 2023 rok będzie pierwszym pełnym rokiem bez importu gazu z Rosji. Zastąpią go dostawy gazociągiem Baltic Pipe oraz gaz skroplony pochodzący z długoterminowych kontraktów z firmami z USA. Zdywersyfikowany portfel importowy pozwoli Grupie ORLEN działać na rzecz dalszego wzmocnienia bezpieczeństwa paliwowo-surowcowego nie tylko Polski, ale całego regionu* – powiedział **Daniel Obajtek**, prezes zarządu PKN ORLEN.

W 2022 roku głównym źródłem pozyskania zagranicznego gazu przez Grupę ORLEN były dostawy LNG, które odpowiadały aż za 43 proc. całego importu tego surowca i osiągnęły wartość 6,04 mld m³. Dla porównania: udział dostaw LNG w strukturze importu PGNiG w 2021 roku wynosił 24 proc. przy wolumenie 3,94 mld m³. W samym tylko 2022 roku ilość dostarczonego LNG wzrosła w stosunku do 2021 roku o ponad 50 proc. Tak dynamiczny wzrost był odpowiedzią na kryzys podaży na europejskim rynku gazu, wywołany działaniami Gazpromu i rosyjską agresją na Ukrainę. Zwiększony został wolumen importu LNG ze Stanów Zjednoczonych, skąd do Polski trafiło w ubiegłym roku około 3,4 mld m³ surowca (po regazyfikacji).

W przypadku gazu sprowadzanego z zagranicy gazociągami dominował kierunek zachodni. Przez połączenia międzysystemowe Polska–Niemcy do kraju trafiło 3,4 mld m³ gazu., co odpowiadało około 25 proc. całego importu PGNiG Grupy ORLEN. Łącznie z kierunku zachodniego i południowego import gazu ziemnego do Polski w 2022 roku wyniósł około 3,8 mld m³ czyli ponad 27 proc. całego importu. Dla porównania: w 2021 roku udział gazu łącznie z kierunku zachodniego i południowego w imporcie PGNiG wyniósł 14 proc. przy wolumenie około 2,3 mld m³.

● **11 marca br.** Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu przyjął wyjątkowy ładunek – statek nazwany imieniem patrona obiektu. To kolejna dostawa gazu do Polski. Dzięki terminalowi do kraju dostarczono w sumie 22 mld m³ gazu.

● **8 marca br.** Gazociąg przyłączeniowy o długości 11,2 km do elektrociepłowni w Siechnicach pod Wrocławiem został przekazany do eksploatacji. Inwestycja zapewni zasilanie w gaz ziemny nowej Elektrociepłowni Czechnica. – *Przyłączenie jej do gazu zwiększy bezpieczeństwo zaopatrywania mieszkańców aglomeracji wrocławskiej w prąd i ciepło. Jednocześnie wpłynie na poprawę jakości powietrza dzięki kilkudziesięciokrotnemu zmniejszeniu w atmosferze szkodliwych tlenków metali i pyłów powstających w procesie spalania. To już druga przyłączona w ostatnich latach – po EC Żerań w Warszawie – duża systemowa elektrociepłownia mająca możliwość pracy na dostarczonym przez*

16 marca br. odbyła się gala 29. edycji plebiscytu o tytuł Złotego Inżyniera „Przeglądu Technicznego”.

Honorowym Złotym Inżynierem 2022 został dr Robert Perkowski, menedżer, członek zarządu PKN Orlen, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Srebrnym Inżynierem 2022 została Beata Wittmann, menedżer branży gazowniczej, prezes zarządu Gas Storage Poland. Gratulujemy



spółkę niskoemisyjnym paliwie gazowym – powiedział **Marcin Chludziński**, prezes GAZ– SYSTEM.

● **1 marca br.** GAZ– SYSTEM rozpoczął niewiązącą procedurę badania rynku dla nowych projektów związanych z transportem wodoru, amoniaku i biometanu. Jak wyjaśnił operator systemu przesyłowego gazu, wyniki badania rynku będą rozwinięciem opracowywanej równolegle strategii wodorowej spółki, a także planów tworzenia infrastruktury do transportu wodoru, biometanu i amoniaku. Miałyby ona służyć zarówno do odbioru tych produktów z instalacji produkcyjnych, jak i do dostarczenia ich do lokalizacji wskazanych przez uczestników badania. Operator poinformował wcześniej, że w ramach konkursu *Horizon Europe Framework Programme* (Horizon) uzyskał dofinansowanie na dwa projekty badawczo-rozwojowe związane z gospodarką wodorową.

● **15 lutego br.** W 2026 roku w Rybniku ma powstać największy w Europie blok gazowo-parowy. Polska Grupa Energetyczna podkreśla, że to duży krok w kierunku modernizacji polskiej energetyki, który przełoży się nie tylko na większe bezpieczeństwo i stabilność całego krajowego systemu energetycznego, ale i konkretne korzyści dla miasta i jego mieszkańców. Inwestycję, wartą ponad 3 mld zł netto, wybuduje Polimex Mostostal, a Siemens Energy dostarczy w tym celu zaawansowaną technologicznie turbinę 9000HL, która obecnie jest jedną z największych na rynku.

● **14 lutego br.** Parlament Europejski w głosowaniu opowiedział się za włączeniem instrumentu REPowerEU do krajowych planów odbudowy, co ma zwiększyć niezależność od rosyjskich paliw kopalnych, przyspieszyć zieloną transformację i walkę z ubóstwem energetycznym. Na posiedzeniu plenarnym europosłowie potwierdzili porozumienie osiągnięte z Radą w grudniu 2022 roku, oddając 535 głosów „za”, przy 63 głosach „przeciw” i 53 wstrzymujących się. Zgodnie z tym porozumieniem państwa członkowskie UE, ubiegające się o dodatkowe fundusze za pośrednictwem KPO, będą musiały przewidzieć środki służące oszczędności energii, produkcji czystej energii i dywersyfikacji jej dostaw – jak przewidziano w planie REPowerEU. Europosłowie przekonali kraje UE do przeznaczenia co najmniej 30 proc. wydatków w ramach REPowerEU na działania, aby zaradzić istniejącym deficytom w przesyłce, dystrybucji i magazynowaniu energii oraz zwiększyć przepływy transgraniczne, nawet jeśli realizowane są przez jeden kraj UE. Parlamentarni negocjatorzy uzgodnili, żeby 8 mld euro z zaproponowanych przez Komisję Europejską dodatkowych 20 mld euro w formie dotacji pochodziło z wcześniejszej sprzedaży na aukcji krajowych uprawnień do emisji w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), a 12 mld – z funduszu innowacyjnego. Ponadto, dochodów uzyskanych za pośrednictwem ETS nie można inwestować w paliwa kopalne.

● **14 lutego br.** Działalność zainaugurowało Krakowskie Centrum Edukacji Klimatycznej. – *Będzie ono służyło nie urzędnikom, ale wszystkim mieszkańcom i stowarzyszeniom zajmującym się ochroną klimatu* – powiedział **Jacek Majchrowski**, prezydent miasta. **Ewa Całus**, pełnomocniczka prezydenta Krakowa ds. edukacji klimatycznej, podkreśliła, że centrum od początku powstawało w sposób partycypacyjny i deliberacyjny. Dlatego na przykład koncepcję adaptacji jego pomieszczeń przygotowali uczniowie Technikum Budowlanego nr 1 w Krakowie. Partnerem przygotowania obiektu była Politechnika Krakowska, a Uniwersytet Jagielloński wspiera merytoryczny program jego działalności.

● **14 lutego br.** Prace poszukiwawcze prowadzone przez PKN ORLEN potwierdziły dodatkowe 500 mln m sześć. gazu ziemnego w złożu Jastrzębiec w okolicach Biłgoraja. Tym samym zasoby wydobywalne złoża wzrosły do 700 mln m sześć. Zdaniem specjalistów spółki, mogą być one jeszcze większe, co mają potwierdzić kolejne prace wykonane na tym złożu.

● **4 stycznia br.** Aż 58 ładunków LNG Grupa ORLEN odebrała w Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu w 2022 roku – najwięcej od początku działania gazoportu. Łączny wolumen dostaw do Świnoujścia wyniósł 4,4 mln ton LNG, co oznacza wzrost o 57 proc. rok do roku. Intensyfikacja importu LNG pozwoliła zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne krajowych odbiorców gazu mimo trudnej sytuacji na europejskim rynku tego surowca.

● **16 grudnia 2022 roku.** Spółki przesyłowe z sześciu krajów Unii Europejskiej, w tym GAZ–SYSTEM, podpisały umowę o współpracy w ramach projektu transgranicznego o nazwie Nordic-Baltic Hydrogen Corridor. Europejscy operatorzy systemów przesyłowych gazu: GAZ–SYSTEM (Polska), Gasgrid Finland (Finlandia), Elering (Estonia), Conexus Baltic Grid (Łotwa), Amber Grid (Litwa) i ONTRAS (Niem-

Z życia IGG

Izba objęła patronatem następujące wydarzenia:

■ XXVI edycję konferencji GAZTERM 2023, która odbędzie się 14–17 maja 2023 roku w Międzyzdrojach.

■ konferencję naukowo-techniczną FORGAZ 2023 „Techniki i technologie dla gazownictwa. Zielona przyszłość gazownictwa – paliwa odnawialne”, która odbędzie się 19–21 czerwca 2023 roku w Zakopanem.

Do grona firm członkowskich Izby Gospodarczej Gazownictwa dołączyli: ABB sp. z o.o., GFI Gas For Industry Poland, FERRUM S.A., Pasadena Drone sp. z o.o. PROMETHEUS S.A.

cy) podpisali umowę o współpracy w zakresie rozwoju infrastruktury wodorowej od Finlandii przez Estonię, Łotwę, Litwę i Polskę do Niemiec, aby spełnić cele REPowerUE 2030. Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy ma za zadanie wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne regionu, zmniejszyć zależność od importowanej energii kopalnej i stworzyć szybką ścieżkę dekarbonizacji w znaczących sektorach gospodarki, w tym np. w przemyśle, transporcie, elektroenergetyce i ciepłownictwie. W pierwszej fazie projektu przeprowadzone zostanie wstępne studium wykonalności. Na podstawie zaleceń wynikających z tego studium zostanie podjęta decyzja o kontynuacji rozwoju projektu, która określi dalsze działania w kwestii m.in. zaprojektowania, budowy i uruchomienia sieci przesyłającej wodór.

Dotychczasowe doświadczenia, czyli jak potrafimy się jednoczyć wokół ważnych celów

Iwona Waksmundzka-Olejniczak



Lata wspólnej organicznej pracy i wspierających działań politycznych sprawiły, że żaden kraj w Unii Europejskiej nie był tak dobrze przygotowany na ubiegłoroczny kryzys gazowy jak Polska. Przez lata zbudowaliśmy infrastrukturę importową, zmieniliśmy portfel zakupowy poprzez zdywersyfikowanie kierunków dostaw. Co istotne, zreformowane zostało również otoczenie regulacyjne i rynkowe. Jako firma zbliżyliśmy się do klientów, wprowadzając kulturę ciągłego doskonalenia, zbudowaliśmy też kompleksową ofertę detaliczną. Dotyczy to zarówno szeroko rozumianego rynku (między innymi w 2022 roku gaz na TGE świętował 10-lecie), jak i najważniejszego gracza na rynku gazowym w Polsce – PGNiG, który od 2 listopada 2022 roku dołączył do Grupy ORLEN.

Wieloletnie funkcjonowanie na rynku energetycznym, w tym w strukturach PGNiG w kluczowym momencie fuzji, pozwala mi na podzielenie się z Państwem kilkoma przemyśleniami dotyczącymi obecnego stanu oraz perspektyw rozwoju gazownictwa w Polsce. Mimo wielu niekwestionowanych osiągnięć wciąż mierzymy się z istotnymi wyzwaniami, ponieważ nie żyjemy w świecie idealnym ani rozwijającym się liniowo. Nieprzewidywalność otoczenia wprowadza do działań biznesowych komponent zmienności – przypadkowy, często kryzysowy, lecz ważne jest to, aby te zmiany skutecznie zidentyfikować i próbować wykorzystać.

Bezdiskusyjnie jednak, rynek gazu w Polsce na początku 2023 roku to fotografia zamkniętego sukcesem rozdziału głębokiej restrukturyzacji, autonomizacji i nowoczesności osiągniętej wysiłkiem wielu gazowników i wszystkich życzliwych interesariuszy, którzy dołożyli cegiełkę do tej konstrukcji i którym należą się podziękowania. Dzięki nim polski sektor gazowniczy wykazał istotną odporność na wstrząsy rynkowe, wywołane przez kryzys i działania wojenne.

Niezależnie od tego, że dotychczasowy kryzys gazowy przeszliśmy bezpiecznie, w krótkim terminie nie obyło się bez głębokich perturbacji. Na krajowym rynku pierwsze symptomy głębokich problemów odczuliśmy już w drugiej połowie 2021 roku, kiedy wraz z rosnącymi cenami giełdowymi gazu pojawiła się konieczność zwiększenia depozytów zabezpieczających na poczet realizacji transakcji przez TGE. Skokowo zwiększyło to zapotrzebowanie na krótkoterminowe finansowanie, w tym po stronie PGNiG. Był to bardzo ważny i pilny argument na rzecz konsolidacji wewnątrz większej grupy paliwowo-energetycznej, dający łatwiejszy dostęp do kapitału. Warto bowiem przypomnieć, że ceny gazu na TTF wzrosły z około 15 euro/MWh na początku 2021 roku do ponad 100 euro/MWh przed inwazją rosyjską na Ukrainę w lutym 2022 roku, a w połowie 2022 roku wzrosły nawet do 350 euro/MWh. Przełożyło się to na wysokie ceny energii dla klientów detalicznych i instytucjonalnych. Niemniej jednak skala zmian nie była

tak duża jak na rynkach globalnych, co wynika z uwarunkowań taryfowych i bezprecedensowego systemu rządowego wsparcia, bez którego zapewnienie konkurencyjnych cen nośników energii nie było możliwe.

Wyzwania jutra – krótkiego, średniego i długiego okresu

Rozwój systemu aktywów gazowych powinien być rozpatrywany z perspektywy krótko-, średnio- i długoterminowej. W krótkim czasie, aby zapełnić lukę po dostawach ze Wschodu konieczna jest intensyfikacja wydobycia krajowego, rozwój zagranicznego i dywersyfikacja dostaw.

Jednocześnie w tym krótkim czasie musimy w sposób przemyślny zaplanować dalszą intensyfikację dostaw gazu ziemnego, między innymi poprzez import LNG z terminali w Świnoujściu i Kłajpedzie, budowę FSRU w Gdańsku, a także wykorzystanie pełnej przepustowości gazociągu *Baltic Pipe*.

Realizując cele krótkookresowe, należy zmieniać system w taką stronę, aby w perspektywie dwóch dekad zapewniał stabilne dostawy paliwa gazowego, a w perspektywie trzech-czterech dekad zapewnił duży komponent gazów zdekarbonizowanych.

Wbrew zapowiedziom, wiele krajów nie odejdzie szybko od gazu ziemnego i w obliczu rezygnacji z dostaw z Rosji będzie to paliwo, o które będziemy konkurować na globalnym rynku. W Polsce dodatkowo sytuację komplikuje „rozjechanie się” cyklu życia tego paliwa względem UE, w której rynek ten jest stosunkowo bardziej dojrzały i rozwinięty. W Polsce dopiero nabiera rozpędu, ponieważ nasycenie systemu elektroenergetycznego gazem ziemnym jest relatywnie niskie i z uwagi na wygaszanie energetyki węglowej po prostu musi wzrosnąć. Alternatywą jest przejściowy deficyt mocy, na który nie możemy sobie pozwolić, bo to jest nasze bezpieczeństwo energetyczne, gospodarcze i polityczne.

Dlatego wciąż będziemy aktywnie uczestniczyć w dalszej budowie rynku gazu w sposób bardzo świadomy, bo gaz ziemny będzie odgrywał kluczową, a przejściowo krytyczną rolę w transformacji energetycznej. Jak mawiają gazownicy, gaz ma cechy paliwa trwale przejściowego, tzn. elastycznego źródła energii, które jest konieczne do szybkiego włączania i wyłączenia jednostek dyspozycyjnych w systemie elektroenergetycznym. Oczywiście, w kolejnych latach będzie to gaz coraz mniej emisyjny, ale wykorzystywany w infrastrukturze, którą mamy bądź budujemy.

Oprócz koniecznych działań zabezpieczających i dywersyfikacji musimy także pamiętać o dalszych wyzwaniach. Są one związane z naszym zaangażowaniem w politykę klimatyczną UE. Chodzi tu o taksonomię UE, „Nowy pakiet gazowy” i dyrektywę RED. Gaz ziemny, mimo jego powszechnego wykorzystania w przemyśle i energetyce, a także stosunkowo niskiej emisyjności, jest paliwem kopalnym. Im szybciej uwzględnimy to w naszych planach, tym łatwiej będzie nam przygotować się na zmiany związane z transformacją energetyczną.

Przyszły sektor gazowniczy w coraz większym stopniu będzie korzystał z biogazu, biometanu, wodoru i jego pochodnych (amoniak, metanol). Oznacza to, że gaz będzie paliwem bilansującym dynamiczny rozwój OZE, wymagającym coraz większych poziomów substytucji gazami niskoemisyjnymi i odnawialnymi. Budując dzisiejszą infrastrukturę, musimy czynić ją wielopaliwową. Z jednej strony pozwoli to ograniczyć ryzyko wynikające ze zmian klimatycznych, a z drugiej – pozwoli zapobiec powstawaniu tzw. aktywów osieroconych, które będą miały problemy z opłacalną działalnością w okresie amortyzacji.

Budowanie koalicji celów, synergii i kultury współpracy

Transformując gazownictwo, trzeba pamiętać o konstruktywnym dialogu z interesariuszami zewnętrznymi i wewnętrznymi. Bez wątpienia takim partnerem jest Izba Gospodarcza Gazownictwa, która – jako samorząd gospodarczy gazownictwa – od dwudziestu lat prowadzi działania animacyjne dla rynku oraz uczestniczy w przygotowaniu regulacji i standardów.

Ważny jest również dialog z instytucjami regulacyjnymi i unijnymi w zakresie planowania ścieżki dekarbonizacji gazownictwa. Doświadczenie pokazuje, że jeśli mamy argumenty merytoryczne, umiemy je wyartykułować i jednocześnie zbudować koalicję interesariuszy, to możemy mieć realny wpływ na mechanizmy regulacyjne.

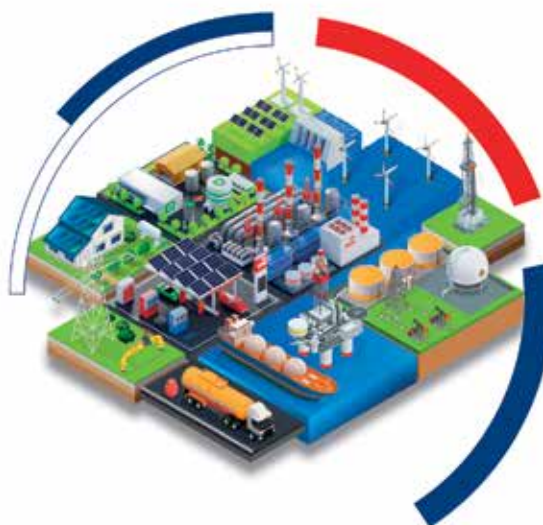
Szczególnie istotnym wyzwaniem jest przeprowadzenie dalszej integracji PGNiG w ramach połączonej Grupy ORLEN. Z jednej strony konieczne jest uwzględnienie choćby powyższych zaleceń wynikających z unijnych regulacji i kierunku transformacji energetycznej i budowanie synergii biznesowych, a z drugiej – przeprowadzenie tego procesu na bardzo wrażliwej tkance ludzkiej, która jest nośnikiem kultury organizacyjnej oraz unikalnej wiedzy i doświadczenia. Konieczne jest zapewnienie dialogu i przestrzeni do budowania wspólnych celów w atmosferze wzajemnej otwartości, szacunku dla różnorodności i codziennej życzliwości. W dotychczasowej aktywności nieoceniony okazał się dialog w formie wspólnych seminariów, warsztatów i projektów, które pozwalają wzajemnie się poznać i płynnie przejść do pracy operacyjnej. Bowiem, aby integrować kultury organizacyjne, niezależnie od tego jak są różne czy odległe, trzeba je uszanować, poznać i dopiero wydobywać to, co w nich najlepsze. Przy dobrej woli zainteresowanych stron ta transformacja biznesowa ma szansę udać się relatywnie szybko, bowiem nafta i gaz wywodzą się przecież z jednego miejsca w Polsce, z jednej wspólnej tradycji.

Reasumując, globalny wzrost zapotrzebowania na energię oznacza, że nawet jeśli udział gazu w miksie energetycznym będzie mały, to przejściowo będziemy potrzebowali tego gazu więcej. Pozostawia to przestrzeń do solidnego rozwoju, jednak musi on uwzględniać gazy nisko- i zeroemisyjne. Jeśli to zaakceptujemy i zaczniemy wdrażać, będziemy mieli podstawy do dalszego rozwoju i powody do dumy. I spełnienia takiego scenariusza życzę nam wszystkim.

Iwona Waksmundzka-Olejniczak, członek zarządu PKN ORLEN S.A. ds. strategii i zrównoważonego rozwoju, dyrektor Oddziału PKN ORLEN S.A. Oddział Centralny Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w Warszawie

BUDUJEMY KONCERN MULTIENERGETYCZNY

Połączony potencjał i kompetencje Grupy ORLEN oraz PGNiG to rozwój nowych, czystych źródeł energii, stabilność i bezpieczeństwo dostaw, a także lepsza oferta dla milionów Klientów. Silny, europejski koncern to nasza odpowiedź na wyzwania przyszłości. **Razem zapewniamy bezpieczeństwo energetyczne.**



Kierunki i perspektywy rozwoju technologii kogeneracyjnych

Waldemar Kamrat

Wytwarzanie energii w wyniku procesów spalania paliw kopalnych jest jedną z zasadniczych przyczyn zanieczyszczeń środowiska naturalnego w Polsce. Skutkuje to degradacją ekologiczną wielu regionów kraju, a także nieefektywnym wykorzystaniem energii chemicznej zawartej w paliwie.

Uzgodniony przez Radę Unii Europejskiej cel, jakim jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku, wymaga głębokiej transformacji polskiego sektora energetycznego. Środkiem do osiągnięcia tego celu jest przede wszystkim stopniowe odejście od kopalnych nośników energii na rzecz technologii zeroemisyjnych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, i jądrowych. W oficjalnych dokumentach rządowych, tj. „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” (KPEiK) oraz „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” Polska deklaruje zmniejszenie udziału węgla w miksie produkcji energii elektrycznej do 56–60% w 2030 roku i utrzymanie tendencji spadkowej w perspektywie kolejnych lat – do 2040 roku. Jednocześnie planuje się zwiększenie do 2030 roku udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii elektrycznej netto do minimum 32%, podczas gdy w 2040 roku udział ten nie powinien być niższy niż 40%.

Rosnący udział niesterowalnych technologii OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej, takich jak elektrownie wiatrowe czy słoneczne, sprawi, że w coraz większej mierze wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach klasycznych uzależnione będzie od warunków meteorologicznych. Stopniowo zmieniać się będzie ich rola. Należy oczekiwać, że ich nowym zadaniem będzie bilansowanie obciążenia rezydualnego systemu oraz świadczenie usług rezerwy mocy (tzw. backupów). Na znaczeniu zyskiwać będą szczególnie jednostki wytwórcze charakteryzujące się parametrami technicznymi umożliwiającymi osiągnięcie dużego zakresu elastyczności ich pracy. Zgodnie z dostępnymi planami większość istniejących jednostek węglowych klasy 200 i 300 MW zostanie odstawiona do 2035 roku. Wciąż niepewne są plany inwestycji w elektrownie jądrowe, a w związku z tym rodzą się pytania:

- czy opracowana w „Polityce energetycznej Polski” strategia, zakładająca w perspektywie 2043 roku budowę sześciu bloków jądrowych, jest nadal aktualna i ewentualnie jakie są możliwe strategie alternatywne?
- czy potencjał wytwórczy istniejących mocy dyspozycyjnych jest wystarczający i odpowiednio elastyczny, aby stabilizować stochastyczną produkcję z rosnących mocy instalowanych w OZE?
- czy plan rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, przedstawiony w „Polityce energetycznej Polski”, jest technicznie wykonalny dla badanego okresu z punktu bilansowania systemu?
- jaka jest wielkość niezbędnych inwestycji w jednostki konwencjonalne i magazyny energii, aby sprostać rosnącej podaży energii elektrycznej z technologii OZE?

Problemem staje się również utrzymanie jednostek wytwórczych zapewniających wystarczającą ilość mocy w systemie przy zmniejszaniu się ich przychodów z rynku energii na skutek tzw. efektu wypychania ich ze stosu podaży (ang. *Merrit Order*

Effect). Z powyższych uwarunkowań wynika pilna potrzeba restrukturyzacji i rozwoju gospodarki energetycznej. Szczególnie priorytetowe wydają się tutaj lokalne działania w zakresie przedsięwzięć modernizacyjnych i inwestycyjnych źródeł kogeneracyjnych, wytwarzających energię elektryczną i ciepło, jednocześnie przyjaznych dla środowiska.

W obecnych warunkach ważne jest bowiem rozwiązanie problemu zapotrzebowania na energię w aspekcie możliwości jego pokrycia zarówno ze źródeł istniejących, jak i modernizowanych oraz inwestycyjnie nowych z uwzględnieniem wymogów środowiskowych. Ważnym zagadnieniem staje się więc problem racjonalnego wytwarzania energii, wykorzystującego współczesne skojarzone technologie energetyczne przyjazne dla środowiska.

Dobór układów skojarzonych na gaz ziemny, biogaz czy olej w miejsce kotłów węglowych wymaga także doinstalowania kotłów szczytowych, które mogą być opalane nie tylko gazem ziemnym, ale i paliwami alternatywnymi i odpadowymi, przy czym konkretny projekt przedsięwzięcia modernizacyjnego należy rozważyć odrębnie.

Wynika to z istnienia tylko ogólnych zasad badania opłacalności, które stosuje się dla każdego przypadku w formie *case study*. Ponadto, efekty ekologiczne w każdym przypadku mogą wpływać znacząco na ekonomiczną opłacalność modernizacji, a także w zakresie obniżki tzw. kosztów zewnętrznych, skutkujących globalnymi korzyściami w skali społecznej.

Ogólna charakterystyka technologii kogeneracyjnych

Technologie kogeneracyjne są szczególnie predysponowane do wprowadzenia w przypadku konieczności budowy nowych lub modernizacji istniejących, wyeksploatowanych kotłów węglowych. W wielu przypadkach obowiązujące przepisy formalno-

prawne, budowlane i środowiskowe sprawiają trudności mogące „zniechęcić” inwestorów do inwestycji modernizacyjnych.

Pomimo obowiązywania regulacji formalnoprawnych o promowaniu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem użytecznym, zniechęcenie potencjalnych inwestorów jest czasami tak skuteczne, że wolą oni w miejsce dotychczasowych kotłów węglowych instalować kotły węglowe zwykle nowszego typu, „nie wchodząc” w problemy związane z kogeneracją. Z wielu prac badawczych z zakresu gospodarki skojarzonej ciepłno-elektrycznej wynika, że potencjalnym obszarem implementacji układów kogeneracyjnych są źródła wytwórcze małych i średnich mocy. Z wcześniejszych badań, przeprowadzanych także przez autora niniejszej pracy, wynika, że podstawą rozważań co do zasadności wdrażania kogeneracji jest roczne zapotrzebowanie na ciepło dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej, gwarantujące maksymalnie długi roczny czas użytkowania mocy. W niektórych przypadkach może to być odbiorca przemysłowy mający stałe całoroczne zapotrzebowanie na ciepło do celów technologicznych.

Elementem podwyższającym opłacalność układów kogeneracyjnych jest możliwość efektywnego zagospodarowania energii elektrycznej na własne potrzeby i sprzedaż nadwyżek do sieci elektroenergetycznej lokalnego dystrybutora.

Istotne jest również zapewnienie gwarantowanej bazy paliwowej (głównie gazu ziemnego, a także innych nośników, takich jak biomasa czy biogaz) dla projektowanego przedsięwzięcia.

W opinii autora, szczególnie w zakresie tzw. generacji rozproszonej, możliwy do „zagospodarowania” krajowy potencjał ko-

generacji to ponad 110 małych źródeł wytwórczych (o rocznej produkcji ciepła od 3,8 do 37 TJ), gdzie efektywnie mogłyby pracować układy skojarzone silnikowe, i ponad 220 średnich źródeł (o rocznej produkcji ciepła od 70 do 236 TJ), gdzie wskaza- ne byłyby układy turbinowe bądź parowo-gazowe. Największą dynamiką rozwoju charakteryzują się układy tzw. generacji rozproszonej, wykorzystującej silniki tłokowe, mikro-turbiny, ogniwa paliwowe czy układy hybrydowe.

Współczesne „czyste” technologie węglowe z reguły przeznaczone są dla układów energetyki zawodowej, która w Polsce w warunkach zasilania dużych aglomeracji pracuje także na potrzeby energetyki komunalnej, zasilając w około 40% miejskie systemy ciepłownicze. Dotyczy to dużych aglomeracji miejskich. Dla mniejszych ośrodków możliwe do zastosowania są następujące układy technologiczne wytwarzania energii [1, 2, 3, 4]:

- elektrociepłownia turbogazowa,
- elektrociepłownia z kombinowanym układem gazowo-parowym,
- elektrociepłownia na bazie zespołu prądotwórczego (mały blok ciepłowniczy),
- ogniwa paliwowe,
- elektrociepłownia z pompą ciepła,
- silnik spalinowy napędzany pompą ciepła,
- układ pełnego wykorzystania energii paliwa.

Współczesne technologie energetyczne, obecnie możliwe do zastosowania na lokalnych rynkach energii, są technologiami inwestycyjnie kosztownymi.

20 LAT  Izba
Gospodarcza
Gazownictwa

Spontaniczny pomysł stał się instytucją

Pomysł założenia Izby Gospodarczej Gazownictwa powstał całkowicie spontanicznie w gronie kilku osób pracujących na rzecz tej branży. To był Konrad Śniatała, Jarek Stasiak, Czarek Mróz, Grzegorz Romanowski i ja. Spotykaliśmy się u Czarka w Lublinie i kreśliliśmy scenariusze, jak zebrać sto firm koniecznych do powołania IGG, bo nie chcieliśmy zakładać stowarzyszenia. Na początku nie było dużego zainteresowania, ale obraliśmy taką strategię, że ruszamy w różne regiony kraju i będziemy zachęcać do przystąpienia do tego projektu. Jeździliśmy do firm, zwłaszcza małych, i wyjaśnialiśmy, dlaczego izba jest potrzebna. Ta akcja trwała dwa lata. Było dużo pytań, ale w jakimś momencie przekroczyliśmy pewien próg i akcja ruszyła jak lawina – zgromadziliśmy ponad sto firm.

Zorganizowaliśmy spotkanie informacyjne, a zaraz po nim zebranie założycielskie. Jurek Wiśniewski bardzo zainteresował się pomysłem i sfinansował wynajem pomieszczeń na Kasprzaka w Warszawie, a także przekazał wyposażenie. Cała grupa inicjatywna spotkała się w lokalu izby i powołała Radę IGG, a pierwszym przewodniczącym został Marek Grunt. Podjęliśmy konieczne prace statutowe i jednocześnie dyskutowaliśmy nad programem działania – organizowaniem kongresu gazownictwa, targów, konferencji. W pierwszym okresie były to działania dość

rozproszone, ale w następnych kilku latach doprowadziliśmy do tego, że wszystkie imprezy były organizowane przez izbę. Kolejnym obszarem działania była kwestia normalizacji. Wcześniej zajmował się tym dział nowych technik gazowniczych, istniejący w PGNiG. Pierwsze normy zakładowe powstały w tym dziale. Izba podpisała umowę z PGNiG, że będzie kontynuować działalność normalizacyjną. Umowa z PGNiG w sprawie norm stanowiła, że prawa własności intelektualnej do norm opracowanych wcześniej przez PGNiG pozostają własnością PGNiG. Natomiast normy opracowywane w przyszłości w IGG będą własnością izby.

W zakresie tej działalności nawiązaliśmy kontakty z izbami gazowniczymi kilku krajów, byliśmy w izbie niemieckiej, planowaliśmy wspólne inicjatywy, ale to się nie powiodło. Kolejny problem pojawił się w chwili wchodzenia do Unii Europejskiej, bo jako Polska nie mieliśmy jednostek certyfikujących i musieliśmy ich szukać za granicą. To był kłopot, bo nie mieliśmy możliwości certyfikowania urządzeń czy instalacji. Bardzo w tym zakresie pomogli nam Czesi, a izba została instytucją pośredniczącą. Optowaliśmy za tym, aby tylko izba była odpowiedzialna za normalizację, bo pojawiały się firmy, które tę działalność chciały komercjalizować. Musieli ustąpić. IGG jest liderem.

Kolejny pomysł to był sąd koleżeński, o powołanie którego upomnieli się członkowie izby. Równie dużym zainteresowaniem cieszyły się organizowane przez izbę studia MBA, które mają już wielu absolwentów. Obszarów działania jest obecnie bardzo dużo. Po latach muszę powiedzieć, że nie przewidywalimy, iż IGG tak się rozwinie i nabierze takiego znaczenia w środowisku.

Dr Maciej Szumski,
założyciel firmy PLUM

Z technicznego punktu widzenia w procesie inwestowania w lokalne źródła wytwarzania energii (obok już rozpowszechnionych klasycznych układów technologicznych) byłyby możliwe także nowe technologie [1, 3, 6, 7]:

- konwersja węgla do postaci paliw gazowych lub ciekłych,
- turbiny gazowe opalane gazem lub olejem napędowym,
- układy parowo-gazowe z kotłem odzysknicowym,
- małe elektrociepłownie.

Barierą do wprowadzania powyższych technologii są względy ekonomiczne, tj. wysokie nakłady inwestycyjne, które przy aktualnym poziomie nie będą w stanie przyciągnąć potencjalnych inwestorów. Z uwagi na małą powtarzalność struktury układów energetycznych producenci zazwyczaj podają jedynie nakłady jednostkowe na główne urządzenia energetyczne.

Nakłady inwestycyjne dla technologii kogeneracyjnych

Współczesne technologie energetyczne, obecnie możliwe do zastosowania na lokalnych rynkach energii, są technologiami inwestycyjnie kosztownymi. Wysokość nakładów inwestycyjnych, czas użytkowania mocy zainstalowanej oraz koszty paliw gazowych (utrudniające przy aktualnym poziomie i trendach cenowych podejmowanie decyzji inwestycyjnych) mają znaczący wpływ na opłacalność stosowania układów kogeneracyjnych.

Z uwagi na małą powtarzalność struktury układów energetycznych producenci zazwyczaj podają (silnie zróżnicowane w różnych krajach) nakłady jednostkowe w odniesieniu do 1 kW mocy elektrycznej.

Generalnie, w procesie ekonomicznej oceny opłacalności układów kogeneracyjnych należy uwzględnić nie tylko nakłady i zależne od nich koszty stałe, ale również koszty zmienne (przede wszystkim koszty paliwowe), trzeba więc poszukiwać metod, w których występują całkowite koszty roczne lub wielkości od nich pochodne. Dotyczy to kotłowni węglowych modernizowanych z zastosowaniem układów kogeneracyjnych, gdzie metodyka określania opłacalności powinna uwzględniać specyfikę ciepłownictwa w zakresie sposobu podejścia do badań oceny efektywności ekonomicznej za pomocą metodyki obliczeń wewnętrznej stopy zwrotu IRR, wartości zaktualizowanej netto NPV, okresu zwrotu nakładów SPBT, przeprowadzonej dla układu kogeneracyjnego, wkomponowanego w istniejącą ciepłownię, albo jako wyodrębnionego zadania inwestycyjnego.

W pierwszym przypadku analizę opłacalności przeprowadza się dla całej ciepłowni. W tym celu jako wartość nakładów przyjmuje się nakłady na nowe źródło oraz wartość środków trwałych obiektu istniejącego w roku poprzedzającym pierwszy rok analizy.

Następnie dla każdego roku analizy oblicza się produkcję ciepła i energii elektrycznej w podziale na stary obiekt i nowe źródło. Zachowanie tego podziału umożliwia uwzględnienie różnic w kosztach paliwa, kosztach korzystania ze środowiska, kosztach składowania odpadów, oraz przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej w odniesieniu do obu obiektów, co pozwala uniknąć problemów związanych z prawidłowym podziałem niektórych kosztów wspólnych.

W dalszym etapie badań wykonuje się projekcje strumieni pieniężnych i oblicza się wskaźniki NPV i IRR, które poddaje się interpretacji ekonomicznej. W tym przypadku analizowany jest

(w przyjętym okresie analizy) układ starej części ciepłowni i nowego źródła. Oznacza to, że obliczone wskaźniki charakteryzują wypadkową zyskowość układu, a nie nowego źródła i starej części elektrociepłowni. W tej sytuacji obliczona wartość IRR nie dostarcza inwestorowi informacji o rentowności kapitału włożonego w budowę nowego źródła.

Dla przypadku drugiego, tj. dla oceny efektywności ekonomicznej nowej inwestycji (realizowanej w istniejącej ciepłowni) jako wyodrębnionego zadania inwestycyjnego rozważa się sytuację, kiedy nowy obiekt wchodzi do eksploatacji w okresie, gdy istniejące moce produkcyjne wystarczą do pokrycia zapotrzebowania jeszcze przez kilka lat. W tym przypadku okres analizy – zdaniem E. Ratajczaka – powinien być podzielony na trzy części: okres budowy nowego obiektu, okres, w którym obiekt istniejący pozwalałby na pokrycie zapotrzebowania na ciepło i nie wymagałby inwestycji odtworzeniowych, oraz dalsze lata okresu analizy.

Przy takim podziale wskaźnik NPV powinno się obliczać według wzoru:

$$NPV = \sum_{t=1}^n (\Delta CF_{+t} - \Delta CF_{-t}) \cdot (1+p)^{-t} + \sum_{t=n+1}^n (CF_{+t} - CF_{-t}) \cdot (1+p)^{-t}$$

gdzie: ΔCF_{+1} , ΔCF_{-1} to zmienne strumienie przepływów gotówkowych spowodowane budową i pracą nowego obiektu w stosunku do stanu, w którym zapotrzebowanie byłoby pokrywane przez obiekt istniejący, a n to ostatni rok drugiego okresu analizy.

W rozważanym przypadku przychody przypisywane nowemu obiektowi w drugim okresie stanowią przyrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, a wydatki odzwierciedlają zmianę kosztów eksploatacji, zaś w trzecim okresie przychody i wydatki odpowiadają rzeczywistym przychodom i wydatkom nowego bloku, wynikającym z jego pracy, z uwzględnieniem rozdziału obciążeń między obiekty w elektrociepłowni.

Problem metody podziału wspólnych kosztów eksploatacyjnych stałych, takich jak podatki lokalne, koszty zarządu, wynagrodzenia itp., z uwagi na ich wielkości (tylko w nieznacznym stopniu wpływające na obliczane wydatki) można pominąć.

Z powyższych uwag wynika, że konkretne „studium przypadku” powinno być badane za każdym razem przed podjęciem studiów na poziomie *pre-feasibility study*.

Dodatkowo (oprócz badania opłacalności ekonomicznej modernizacji, polegającej na zastąpieniu kotłów węglowych układami kogeneracyjnymi) należy również dokonać oceny takiego przedsięwzięcia pod kątem efektywności energetycznej. W celu określenia skali jej poprawy oblicza się parametry i wskaźniki energetyczne, takie jak zmiana względna sprawności energetycznej i oszczędności w zużyciu energii chemicznej (wyrażonej w kJ energii chemicznej w odniesieniu do 1 kJ ciepła wytworzonego) dla ciepłowni węglowej i ciepłowni zmodernizowanej opartej na układzie kogeneracyjnym. Można przy tym wykorzystać uproszczony rachunek energochłonności skumulowanej, obliczając na podstawie skumulowanego zużycia energii chemicznej (obciążającej wytwarzanie ciepła) odniesionego do strumienia ciepła grzejjącego wskaźniki jednostkowe zużycia paliwa dla obu badanych układów, tj. układu ciepłowni węglowej i układu kogeneracyjnego. Dzięki takiemu zabiegowi uzyskuje się możliwość dokonywania analiz oceniających efekt energetyczny wynikający z zastąpienia kotłów węglowych (bądź gazowych) układem ko-

generacyjnym. Na podstawie obliczeń wskaźników energetycznych stosunkowo łatwo uzyskuje się możliwości oceny oszczędności zużycia energii chemicznej paliwa, co po zastąpieniu kotłów węglowych układem kogeneracyjnym przyczyni się do istotnego zmniejszenia emisji zanieczyszczeń przypadających na jednostkę energii chemicznej paliwa.

* * *

Sektor energii – jako strategiczny dla bezpieczeństwa państwa – wywiera znaczący wpływ na rozwój krajowej gospodarki, stymulując jej efektywne funkcjonowanie oraz tworząc racjonalne podstawy gospodarcze całego systemu państwowego. Nie ma i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie jednej dominującej technologii energetycznej. W rozwoju bazy paliwowej dla sektora energetycznego należy być przygotowanym na umiejętność wykorzystania całego spektrum dostępnych i dobrze opanowanych rozwiązań technicznych – od „czystej” energetyki węglowej, poprzez rozwijającą się energetykę odnawialną, aż po energetykę jądrową. Wybór konkretnych rozwiązań inwestycyjnych będzie wynikał wyłącznie z rachunku ekonomicznego i wzajemnej konkurencji poszczególnych paliw i technologii. Dotyczy to również infrastruktury sieciowej. Przed energetyką stoją ambit-

ne wyzwania – rozwój sektora powinien bardziej konsekwentnie uwzględniać otoczenie prawno-polityczne (w sensie polityki gospodarczej), uwarunkowania ekonomiki i ekologii, uwarunkowania społeczne przy pełnej realizacji zasad „zrównoważonego rozwoju” i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju i postępu cywilizacyjnego.

Prof. dr hab. Waldemar Kamrat, Katedra Elektroenergetyki, Politechnika Gdańska

Literatura

- [1] P. Bućko, *Analizy opłacalności zastosowania skojarzonych bloków małej mocy, materiały niepublikowane*, (2005–2020), Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.
- [2] M. Jaskólski, *Układy ogniow paliwowych*, RE nr 2, 2002.
- [3] W. Kamrat, *Skojarzone wytwarzanie energii w Energia ze źródeł przyjaznych środowisku*, praca zbiorowa pod red. W. Kamrata, Wyd. IMP PAN, Gdańsk 2001.
- [4] W. Kamrat, *Wybrane technologie generacji rozproszonej*, RE nr 3, 2005.
- [5] W. Kamrat, T. Minkiewicz, J. Paska, *Gospodarka energetyczna w warunkach rynkowych* pod redakcją W. Kamrata, PWN, Warszawa 2023.
- [6] J. Marecki, *Podstawy przemian energetycznych*, Warszawa, WNT 2000.
- [7] M. Pluta, *Modelowanie rozwoju krajowego systemu energetycznego z uwzględnieniem ograniczeń środowiskowych*, rozprawa doktorska, AGH, Kraków 2022.

20 LAT  Izba
Gospodarcza
Gazownictwa

IGG budowała twórcze otoczenie branży

Dwadzieścia lat temu byłem inicjatorem powstania Izby Gospodarczej Gazownictwa. Chciałem, aby ta izba miała wymiar krajowy i była bytem samodzielnym. Trudność tego przedsięwzięcia polegała na tym, że aby być samodzielnym i ogólnokrajowym, należało na pierwszym zebraniu konstytuującym byt izby, zgromadzić ponad 100 podmiotów gospodarczych związanych z branżą gazowniczą. To udało się zrobić i jako inicjator tej inicjatywy zostałem członkiem zarządu w 11-osobowym składzie. Wierzę w innowacyjność i dokonywanie zmian. W okresie transformacji gospodarczej, szczególnie początku lat 90., wdrożenie założonych planów i bezwzględne wymagania prowadziły do sukcesu i powodzenia. Był to sukces, który trwa do dzisiaj.

Najważniejsze jednak było to, aby Izba Gospodarcza Gazownictwa swoimi działaniami i łączeniem różnych doświadczeń organizowała rynek branżowy, przełamując stare nawyki i dominującą rolę Polskiego Górnictwa Nafty i Gazownictwa. Restrukturyzująca się branża, usamodzielniające się podmioty zaplecza technicznego PGNiG, powstające prywatne przedsiębiorstwa, a także przedstawicielstwa zagranicznych branżowych firm, potrzebowały płaszczyzny porozumiewania się i wypracowywania w dyskusji korzystnych rozwiązań dla gazownictwa w Polsce. Organizowane przez IGG seminaria, często z udziałem zagranicznych specjalistów, międzynarodowe targi branżowe, organizowanie wspólnych stoisk na światowych kongresach gazowniczych – to wszystko służyło rozwojowi branży w Polsce, a także promowało polskie firmy na rynkach zagranicznych. Uczyło nas nowoczesności, leczyło z kompleksów, organizowało rynek gazowniczy dla zaplecza technicznego branży. Monopol PGNiG nam w tym nie przeszkadzał, a wręcz przeciwnie – wspomagał te zdrowe procesy. Dlatego nie wstydziliśmy się naszego gazownictwa, a często imponowaliśmy światu produktami wytworzonymi w polskich

firmach. To był wielki wysiłek IGG, a przede wszystkim inżynierów, w budowie prawie od podstaw norm technicznych, regulacji przepisów, pomocnych i niezbędnych w funkcjonowaniu rynku i powstających inwestycji. Mieliśmy się też czym chwalić. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Instytut Gazownictwa i Nafty oraz gazownicze specjalizacje na politechnikach gwarantowały wysoko wykwalifikowane zaplecze naukowe i wsparcie rozwiązań inżynierskich. To tworzyło znaczenie Izby Gospodarczej Gazownictwa i budowało twórcze otoczenie branży. Oczekiwania, które na początku tworzenia IGG nie były może do końca dokładnie sprecyzowane, świetnie się rozwinęły i podkreśliły wartość tej inicjatywy sprzed dwudziestu lat.

A było co poprawiać i doskonalić. Na spotkaniach organizowanych przez IGG lepiej się poznawaliśmy. Odważniej formułowaliśmy wobec siebie wymagania i techniczne bezpieczeństwo, a także potrzebę planowania inwestycji i organizowania przetargów. Dla producentów i wykonawców wyprzedzające informowanie o budowie gazociągów, kopalni gazu czy planowaniu poszukiwań tworzyło rynek inwestycyjnych zamówień. Wiedzieliśmy, co nas czeka i mogliśmy przygotować firmy do tych wielkich potrzeb. Inicjowane dyskusje łamały stare nawyki i przyzwyczajenia monopolisty-inwestora. Służyło to rozwojowi branży i wzrostowi zużycia gazu w Polsce. Takie wtedy były trendy.

Co teraz mogę powiedzieć jako emeryt pozostający poza branżą od kilku lat? Że kręci się, ale to za mało. Nie nauczyliśmy się jeszcze korzystać z doświadczenia odchodzących na zasłużony odpoczynek. Ich pragmatyzm i wiedza mogłyby służyć gazownictwu, branży niosącej techniczne zależności. A te zdobywa się w bieżącej praktyce. Im dłuższa, tym lepsza. Podpowiadam to dzisiejszym, pokoleniowo na pewno innym menedżerom. Wiedzieć z doświadczenia to wyższa kategoria. Warto więc sięgać, oczywiście bez przesady, do życiowej wiedzy i chociaż konsultować opinie. Mnie sprawiło dużą przyjemność, że są jeszcze ludzie, którzy pamiętają o moim wkładzie w rozwój branży. Ta pamięć nie zawsze istnieje u następców, wychowanków. Moja inicjatywa połączyła we wspólny wysiłek bardzo dobrą pracę wielu gazowników i właścicieli firm. Dziękuję.

Grzegorz Romanowski,

były prezes spółki z o.o. Gazomet
i były współwłaściciel firmy C-gas

Cykl Allama-Fetvedta

Rewolucja w zakresie energetyki gazowej 2020/2030

Stanisław Nagy

Cykl Allama oferuje drogę do zrównoważonej przyszłości energetycznej poprzez czyste i ekonomiczne wykorzystanie energii węglowodorów w procesie, który z natury wychwytuje CO₂ pochodzący ze spalania tlenowego w nowym obiegu Bryatona, stworzonego z myślą o sekwestracji lub ponownym wykorzystaniu CO₂ (technologia CCUS). Cykl ten stanowi „bezemisyjne” uzupełnienie odnawialnych źródeł energii, które może zapewnić zaspokojenie zapotrzebowania na energię w warunkach, w których odnawialne źródła energii nie mogą osiągnąć maksymalnej wydajności (brak słońca lub wiatru).

Obieg energetyczny Allama jest w stanie uzyskać wyższą sprawność (w porównaniu z klasycznymi cyklami energetycznymi z CCS), a także „zerową” emisję dwutlenku węgla do atmosfery, wykorzystując nadkrytyczny CO₂ jako płyn roboczy do stworzenia zmodyfikowanej wersji cyklu Braytona. Cykl jest w stanie wykorzystać różnorodne paliwa węglowodorowe, w tym gaz ziemny, nieprzetworzone surowe i kwaśne strumienie gazu ziemnego zawierające H₂S i CO₂ oraz zgazowane paliwa stałe, takie jak węgiel, pozostałości rafinacji ropy naftowej i biomasa. Cykl Allama ma przewagę w porównaniu z konwencjonalnymi systemami, które nie wychwytyują CO₂.

Klasyczne cykle energetyczne, takie jak cykl gazowo-parowy gazu ziemnego (NGCC), cykle węgla na parametry nadkrytyczne i zintegrowane cykle zgazowania (IGCC), wymagają dodania drogich, zmniejszających wydajność urządzeń w celu zmniejszenia i wychwytywania emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Analizy tych cykli wykazały, że dodatkowe systemy usuwania CO₂ mogą zwiększyć koszt energii elektrycznej od 50 do 70% przy wychwytywaniu zazwyczaj 90% CO₂. Cykl Allama przyjmuje nowatorskie podejście do redukcji emisji poprzez zastosowanie spalania tlenowego i wysokociśnieniowego nadkrytycznego płynu roboczego w odzyskiwanym cyklu [Allam *et al.*, 2013].

Zanieczyszczenia CO₂, które muszą być odpowietrzane z procesu, opuszczają rurociąg pod ciśnieniem i wysoką jakością w wyniku warunków pracy cyklu, zmniejszając w ten sposób powszechną potrzebę dodatkowego systemu wychwytywania, oczyszczania i sprężania. Cykl ten teoretycznie może osiągać nawet 59% sprawności (porównywalnej z najlepszymi w swojej klasie elektrowniami NGCC niewychwytyjącymi CO₂) w zależności od zastosowanych konfiguracji chłodzenia; praktycznie brak emisji do powietrza, w tym pełne wychwytywanie CO₂. Cykl Allama wymaga wysokociśnieniowej komory spalania tlenowego (*oxy combustion*), która spala gaz ziemny (składający się głównie z metanu, z czystymi strumieniami tlenu i strumieniem CO₂ z recyklingu). Cykl Allama początkowo został zaprezentowany w Kioto na GHGT-11. Obecnie technologia osiągnęła kolejny stan rozwoju poprzez zbudowanie demonstratora technologii 50 MW oraz rozpoczęcie budowy instalacji demo 300 MW. Dodatkowo,

w celu niewielkiego zmniejszenia wydajności, cykl Allama może działać zasadniczo bez wody [PB 2013, Lu *et al.*, 2016, Allam *et al.*, 2014].

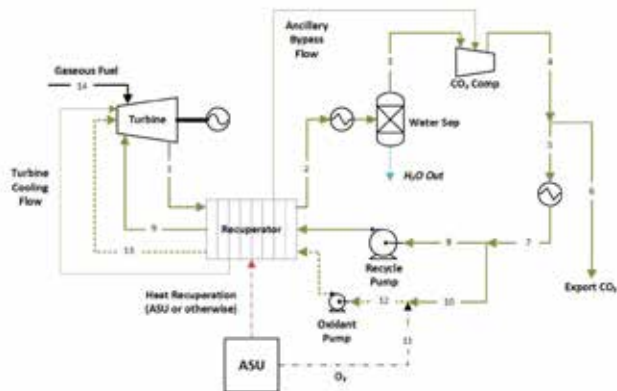
Skrócony opis termodynamiczny obiegu Allama

Cykl Allama jest cyklem zasilania, który wykorzystuje recyrkulujący, nadkrytyczny dwutlenek węgla w wysokociśnieniowym, niskociśnieniowym, silnie regenerowanym cyklu Braytona [8]. Cykl działa z pojedynczą turbiną, która ma ciśnienie wlotowe około 300 bar i stosunek ciśnienia 10. Podstawowy schemat wykorzystujący paliwo gazowe przedstawiono na rysunku 1, z podsumowaniem przepływu strumienia w zamieszczonej tabeli. Paliwo gazowe pod ciśnieniem (14) spala się w obecności gorącego utleniacza zawierającego mieszaninę CO₂ i nominalnie czystego tlenu (13), dostarczanego przez jednostkę separacji powietrza (ASU)) oraz strumień gorącego rozcieńczalnika CO₂ (9) przy ciśnieniu około 300 barów w warunkach spalania ubogiego. Strumień spalin wychodzący z komory spalania jest rozprężany przez turbinę do około 30 barów, osiągając temperaturę 700°C (1).

Charakterystyczne punkty cyklu Allama [Allam R. *et al.*, 2016]

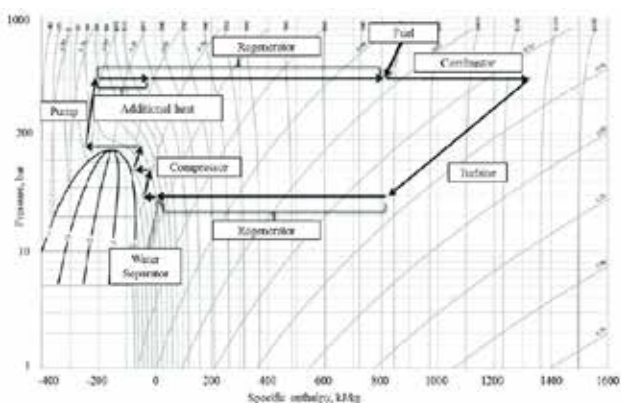
Punkt	Temperatura [°C]	Ciśnienie [bar]	Przepływ [kg/s]
1	727	30	923
2	43	29	564
3	17	29	563
4	23	100	909
5	23	100	881
6	23	100	28
7	16	100	881
8	16	100	689
9	717	312	586
10	16	100	191
11	16	100	41
12	2	99	233
13	717	310	233
14	266	330	10

Rysunek 1. Schemat procesu uproszczonego cyklu Allama wykorzystującego gaz ziemny (Allam R., et al., 2016)



Po opuszczeniu turbiny strumień spalin wchodzi do rekuperatora, który przenosi ciepło z gorącego strumienia spalin do wspomnianego strumienia recyklingu CO₂ pod wysokim ciśnieniem, gdzie następuje obniżenie temperatury CO₂ kierowanego do turbiny do dopuszczalnego poziomu 1150°C, a także przepływ utleniacza dostarczający tlen do strefy płomienia komory spalania. Po wyjściu z wymiennika ciepła (2) strumień spalin turbiny jest schładzany do temperatury zbliżonej do temperatury otoczenia, a woda ze spalania jest oddzielana (3).

Rysunek 2. Wykres p-h (ciśnienie–entalpia), przedstawiający zmiany parametrów termodynamicznych w procesie energetycznym Allama-Fetvedta (źródło Allam R. et al., 2016)



Strumień płynu, składający się głównie z CO₂ (4), jest chłodzony (7) i pompowany do ciśnienia około 300 barów, gdzie następnie ponownie wchodzi do rekuperacyjnego wymiennika ciepła. W punkcie przed wejściem do wymiennika ciepła część zawracanego CO₂ (10) miesza się z tlenem (11) w celu utworzenia strumienia mieszaniny utleniacza (12), który jest podawany oddzielnie do wymiennika ciepła a następnie do turbiny. W głównym technologicznym wymienniku ciepła przepływ płynu zawróconego ulega przegrzaniu w stosunku do gorącego wylotu turbiny, a następnie zawraca do komory spalania przy temperaturze ponad 700°C.

W celu utrzymania bilansu masy w cyklu półzamkniętym część gazu procesowego o wysokiej czystości jest separowana, sprężana i przesyłana do wysokociśnieniowego rurociągu CO₂ w celu sekwestracji lub utylizacji. Ta ilość CO₂ stanowi około 5% całkowitego przepływu CO₂ w cyklu, co oznacza, że większość CO₂ jest w obiegu cyklu.

Na rysunku 2 pokazano przebieg procesów termodynamicznych, wykorzystując diagram ciśnienie-entalpia (p-h) [Allam R. et al., 2016].

* * *

Budowa instalacji demonstracyjnej cyklu Allama-Fetvedta rozpoczęła się w marcu 2016 roku w La Porte w Teksasie na przemysłowym obiekcie testowym o mocy 50 MW_{th}. W 2018 roku elektrownia wykorzystująca cykl Allama-Fetvedta została wykonana jako instalacja demonstracyjna, umożliwiając producentom instalacji certyfikację podzespołów i komponentów do użytku w przyszłych zakładach i instalacja przemysłowych.

W listopadzie 2021 roku instalacja pomyślnie zsynchronizowała się z siecią energetyczną, udowadniając, że cykl Allama-Fetvedta był w stanie generować energię o częstotliwości 60 Hz. Instalacja jest własnością i jest zarządzana przez NET Power, która z kolei jest własnością Constellation Energy Corporation, Occidental Petroleum (Oxy) Low Carbon Ventures, Baker Hughes i 8 Rivers Capital (wynalazca technologii). Firma NET Power w uznaniu za implementację rozwiązania demonstracyjnego obiektu testowego Allam-Fetvedt Cycle w La Porte w Teksasie otrzymała nagrodę „International Excellence in Energy Breakthrough Technological Project of the Year 2018” na Międzynarodowej ADIPEC w Abu Dhabi (ADIPEC).

Nowa elektrownia NET (typu Allama) o mocy 300 MW, opalana gazem ziemnym, ma powstać w istniejącej elektrowni w Teesside w północno-wschodniej Anglii (wykonawca Firma 8 Rivers Capital poprzez swoje spółki zależne). Wymieniony projekt może być uruchomiony już w 2025 roku jako jeden z wielu planowanych instalacji o mocy 300 MW w Wielkiej Brytanii. Firma 8 Rivers ujawniła plany dwóch elektrowni gazowych NET Power o mocy 280 MW w USA w Kolorado oraz w stanie Illinois, gdzie elektrownia ma powstać w miejscu istniejącego geologicznego magazynu/geologicznego składowiska dwutlenku węgla w Decatur.

Prof. Stanisław Nagy, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej

Literatura

- R. Allam et al., 2016, *Demonstration of the Allam Cycle: An update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture*, Energy Procedia 114 (017) 5948–5966.
- R. J. Allam, M. Palmer and G. W. Brown, *System and Method for High Efficiency Power Generation Using a Carbon Dioxide Circulating Working Fluid*, USA Patent 8,596,075 B2, 03 December 2013.
- PB, Parsons Brinckerhoff, *Electricity Generation Model: Update of Non-Renewable Technologies*, 2013.
- X. Lu, B. Forrest, S. Martin, J. Fetvedt and et al, *Integration and Optimization of Coal Gasification Systems with a Near-Zero Emissions Supercritical Carbon Dioxide Power Cycle*, in Proceedings of ASME Turbo Expo 2016: Turbine Technical Conference and Exposition, Seoul, South Korea, June 13–17, 2016.
- R. J. Allam, J. E. Fetvedt, B. A. Forrest and D. A. Freed, *The Oxy-Fuel, Supercritical CO₂ Allam Cycle: New Cycle Developments to Produce Even Lower-Cost Electricity from Fossil Fuels Without Atmospheric Emissions*, in Proceedings of ASME Turb Expo 2014: Turbine Technical Conference and Exposition, Dusseldorf, Germany, June 16–20, 2014.

Rola biometanu w zielonej transformacji gospodarki na przykładzie przedsięwzięcia „Innowacyjna biogazownia”

Jacek Dach, Ewa Krasuska, Wojciech Racięcki, Miłosz Krzywiński

Sektor zaopatrzenia w paliwa i energię podlega przełomowym zmianom. W tym obszarze najważniejszym kierunkiem jest rozwój odnawialnych źródeł energii, zapewniających neutralność klimatyczną, bezpieczeństwo energetyczne oraz rozwój krajowych technologii i urządzeń dla tego sektora. Biometan jako gaz zdekarbonizowany to cenny surowiec dla przemysłu i sposób na redukcję śladu węglowego wielu produktów. Jednocześnie ma on szczególną rolę do odegrania jako paliwo szczytowe w sieci elektroenergetycznej opartej na OZE oraz jako ważne biopaliwo dla transportu ciężkiego.

Krajowy potencjał i znaczenie biometanu

Obecnie biogaz i biometan to w Polsce najbardziej niedocenione odnawialne źródła energii. Jest to nieuzasadnione z wielu względów. Kluczową rolę biometanu i jego wagę jako surowca i paliwa w polskiej gospodarce dostrzega Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, realizując przedsięwzięcie „Innowacyjna biogazownia”, finansowane z funduszy europejskich.

Polska dysponuje znaczącym potencjałem wytwarzania biogazu i biometanu z produktów ubocznych i odpadów z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego, a także z odpadów biodegradowalnych pochodzenia komunalnego. Jesteśmy największym w Unii Europejskiej producentem obornika (około 100 mln ton rocznie), a materiał ten, składowany w przyzmach, jest silnym źródłem emisji gazów cieplarnianych: metanu i podtlenku azotu. Przy krajowym zużyciu gazu ziemnego na poziomie 20 mld m³, krajowy potencjał biometanu wytwarzanego z biogazu eksperci z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu szacują na 8 mld m³. Uruchomienie krajowej produkcji biometanu może odegrać kluczową rolę w zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego Polski i stabilizacji cen paliw gazowych, będzie też stymulować procesy inwestycyjne wewnątrz kraju, zmniejszając tym samym ogromną ilość środków płatniczych, które wypływają na zewnątrz na zakup paliw gazowych. Lukę po rosyjskim gazie ziemnym może zastąpić nie tylko paliwo dostarczane do gazoportu lub transgranicznym gazociągiem, ale również biogaz i biometan produkowany w Polsce.

Szczególną rolę biometanu jako paliwa w Unii Europejskiej podkreśla opublikowany przez Komisję Europejską w 2022 roku, po inwazji rosyjskiej na Ukrainę, plan REPowerEU, w którym wskazano strategię niezależnienia Europy od rosyjskich paliw kopalnych. Przed państwami europejskimi postawiono cel: zwiększenie produkcji i wykorzystania biometanu w UE do 35 mld m³ rocznie do 2030 roku.

Krajowy sektor biogazu to obecnie około 300 instalacji, w tym 140 biogazowni rolniczych. Dotychczas nie działa żad-

Rysunek 1. Mapa instalacji biometanowych w Europie w 2021 roku (https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/01/GIE_EBA_BIO_2021_A0_FULL_3D_253_online.pdf)



na instalacja wytwarzania biometanu. Tymczasem w Europie powstają nowe instalacje biometanowe, działa już ponad 1100 wytwórni biometanu. Liderami na tym rynku są Francja i Niemcy, które posiadają największą liczbę tego typu instalacji (rysunek 1). W okresie ostatnich trzech lat najszybciej sektor ten rozwija się we Francji, Holandii i we Włoszech.

Szczególna wartość biometanu jako paliwa odnawialnego związana jest z zerowym, a nawet ujemnym bilansem emisji gazów cieplarnianych dla tego paliwa (zwłaszcza w przypadku wykorzystania do jego produkcji odchodów zwierzęcych i bioodpadów). Biometan określa się jako zdekarbonizowane paliwo gazowe.

Rola biometanu w zielonej transformacji gospodarki

Biometan wytworzony z biogazu niezależnie od jego pochodzenia (biogaz rolniczy, wysypiskowy czy inny) jest paliwem ekwiwalentnym do gazu ziemnego, tzn. posiada analogiczne cechy fizykochemiczne. Należy podkreślić uniwersalny charakter biometanu w odniesieniu do możliwości jego magazynowania i dystrybucji w istniejących sieciach gazu ziemnego, a także użycia go w istniejących urządzeniach odbiorczych i gałęziach przemysłu. Te cechy biometanu stanowią o jego przewadze nad innym gazem odnawialnym, jakim jest wodór powstający w procesie energochłonnej elektrolizy, paliwo niezwykle wymagające, jeśli chodzi o systemy magazynowania i dystrybucji.

Rysunek 2. Kluczowe kierunki wykorzystania biometanu



Transport biometanu w sieci gazu ziemnego do miejsca, w którym możliwy jest odbiór w pełni zawartej w nim energii, zapewnia najbardziej efektywne wykorzystanie tego paliwa, tj. bez strat ciepła lub strat przesyłowych w sieci elektroenergetycznej. Obecnie w większości działających w kraju instalacji biogazowych ogromna ilość ciepła (poza niewielką ilością do ogrzewania fermentorów) jest bezpowrotnie marnowana ze względu na brak możliwości odbioru ciepła odpadowego z jednostek kogeneracyjnych. Takie rozwiązania obniżają rentowność instalacji i mają negatywne skutki środowiskowe.

Biometan powinien być wykorzystany przede wszystkim w przemyśle, gdzie nie ma alternatywy dla gazu ziemnego. Według GUS, krajowe zużycie gazu ziemnego w przemyśle wyniosło 14,95 mld m³ w 2020 roku, co stanowiło ponad 70% ogólnego zużycia gazu ziemnego. Zakłady przemysłu rafineryjnego, chemicznego i wyrobów z mineralnych surowców niemetalicznych wykorzystały 6,99 mld m³ gazu ziemnego. Właśnie w przemyśle chemicznym i rafineryjnym wykorzystanie biometanu jako odnawialnego odpowiednika gazu ziemnego ma największy sens. W tych branżach biometan będzie stanowił surowiec do produkcji chemikaliów, wyrobów chemicznych, nawozów itp. Tym samym możliwe będzie zmniejszenie śladu węglowego wielu produktów z gazochłonnych gałęzi przemysłu.

Drugim priorytetowym kierunkiem jest zastosowanie biometanu jako paliwa szczytowego, zapewniające rezerwę mocy. Biometan to doskonały magazyn odnawialnej energii, stosowany w źródłach szczytowych na potrzeby stabilizowania sieci energetycznej, w której rośnie udział pogodowo zależnych OZE, takich jak elektrownie wiatrowe i słoneczne. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) szacuje, że w Polsce 1 mld m³ biometanu pozwoli zbilansować system elektroenergetyczny w roku o typowych warunkach pogodowych, natomiast przy ekstremalnie niekorzystnych warunkach wiatrowych niezbędna ilość biometanu jako paliwa szczytowego to 4 mld m³. Wykorzystanie bio-

gazu i biometanu jako paliwa szczytowego to kierunek, w którym obecnie podąża gospodarka niemiecka.

Biometan jest zbyt cennym surowcem, by był kierowany do odbiorców indywidualnych na cele grzewcze. W sektorze gospodarstw domowych istnieje realny potencjał odejścia od gazu jako paliwa. Pompy ciepła są alternatywą dla ogrzewania gazem bez zmiany komfortu życia mieszkańców. To sprawdzona i dostępna technologia, o bardzo wysokiej sprawności, sięgającej nawet 500%, która umożliwi dekarbonizację sektora ogrzewania poprzez jego elektryfikację w połączeniu z instalacjami fotowoltaicznymi i magazynami energii. Bardzo wysoka sprawność pomp ciepła jednoznacznie podważa sens wykorzystania biometanu do celów grzewczych.

Nie można pominąć też roli biometanu w transporcie. W perspektywie krótkoterminowej skroplony biometan (bioLNG) stanowi w zasadzie jedyną alternatywę dla transportu ciężkiego w zakresie osiągnięcia znaczącej redukcji GHG. W 2020 roku w Europie działały 34 instalacje wytwarzające bioLNG z przeznaczeniem głównie dla transportu. Planowane jest uruchomienie 43 nowych instalacji. Docelową opcją dla transportu bezemisyjnego jest elektryfikacja. Jednak dopóki koszty energii elektrycznej są wysokie i brakuje ultraszybkiej sieci ładowania pojazdów ciężkich, bioLNG stanowi uzasadnioną opcję zeroemisyjną dla tego segmentu pojazdów.

Określenie właściwej roli biometanu w gospodarce podlegającej transformacji jest trudne nawet dla zaangażowanych w promowanie tego paliwa. Przede wszystkim nie można pozwolić na rabunkową gospodarkę biometanem. Odnosi się to do dużej aktywności przedstawicieli zachodnich firm poszukujących możliwości zakupu biometanu wytworzonego w Polsce i sprzedaży w Europie Zachodniej, najczęściej w formie bioLNG. Biometan jest tak ważnym paliwem, że powinien być odebrany z każdego miejsca, w którym planowana jest jego produkcja. Dla lokalizacji biometanowni kluczowa jest dostępność surowca; sposób odbioru biometanu powinien być kwestią drugorzędą, ponieważ może zostać dostosowany – siecią gazową bądź w postaci bioLNG. NCBR stawia przed rynkiem wyzwania technologiczne, w ramach których definiuje kluczowe wymagania dla nowych technologii, mając na uwadze krajowe uwarunkowania oraz najbardziej racjonalne podejście do wykorzystania dostępnych zasobów i powstających w ramach danej technologii produktów końcowych. Przykładem jest przedsięwzięcie „Innowacyjna biogazownia” oraz planowane kolejne konkursy dedykowane polskiemu sektorowi biogazu i biometanu.

Wyzwania stawiane w przedsięwzięciu „Innowacyjna biogazownia”

„Innowacyjna biogazownia” jest jednym z dziewięciu przedsięwzięć badawczo-rozwojowych wpisujących się w strategię Europejskiego Zielonego Ładu, realizowanych przez NCBR z Programu Inteligentny Rozwój. Są to projekty, których celem jest zamówienie innowacyjnych technologii, które pozwolą na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, efektywne wykorzystanie zasobów oraz realizację gospodarki o obiegu zamkniętym (rysunek 3). Przedsięwzięcia realizowane są w formule zamówień przedkomercyjnych.

Rysunek 3. Przedsięwzięcia w formule zamówień przedkomercyjnych, realizowane przez NCBR w obszarze strategii Europejskiego Zielonego Ładu [EK1]



Celem „Innowacyjnej biogazowni” jest opracowanie i wdrożenie innowacyjnych technologii odpowiadających na potrzeby krajowego sektora biogazu i biometanu. Prowadzone przez prawie rok konsultacje rynkowe pozwoliły zdefiniować potencjał tego sektora oraz bariery hamujące jego rozwój. Bariery zostały przekute przez NCBR na wyzwania dla zamawianej technologii (rysunek 4). Bezodporność jest niezbędnym warunkiem uzyskania akceptacji społecznej dla biogazowni. Uniwersalność substratowa ma pozwolić na przetwarzanie różnych odpadów i produktów ubocznych pochodzących z rolnictwa, przetwórstwa rolno-spożywczego, a także wybranych strumieni bioodpadów komunalnych. Instalacja ma przyjąć i przetworzyć odpady i pozostałości, jednocześnie utrzymując stabilną pracę. Wymaganie samowystarczalności energetycznej odnosi się do zaopatrzenia potrzeb własnych instalacji z produkowanego biogazu. Produkty końcowe technologii innowacyjnej biogazowni to biometan – paliwo gazowe ekwiwalentne do gazu ziemnego oraz bezpieczne, wysokiej jakości bionawozy dla rolnictwa i ogrodnictwa. W ten sposób opracowane technologie zapewnią realizację w praktyce zasad gospodarki o obiegu zamkniętym.

Rysunek 4. Wyzwania technologiczne przedsięwzięcia „Innowacyjna biogazownia”



Przedsięwzięcie składa się z dwóch etapów. Pierwszy obejmował prace B+R nad opracowaniem technologii, budowę instalacji ułamkowo-technicznych oraz testy technologii, natomiast drugi – obecnie w toku – obejmuje przeskalowanie technologii, budowę oraz testy demonstratora technologii.

Wykonawcy „Innowacyjnej biogazowni” to trzy konsorcja, które prowadziły w pierwszym etapie równoległe prace B+R. NCBR, stawiając wymagania zamawianej technologii, pozostawił

wykonawcom swobodę w zakresie stosowanych rozwiązań. Skutkiem tego wykonawcy osiągnęli cel poprzez odmienne rozwiązania technologiczne, między innymi w zakresie systemów przygotowania wsadu do instalacji, konstrukcji bioreaktorów. Działanie każdego rozwiązania zostało zweryfikowane przez wybudowanie łącznie sześciu instalacji ułamkowo-technicznych, tj. mikroinstalacji biogazowych na terenie Rolniczego Gospodarstwa Doświadczalnego Brody w Wielkopolsce (rysunek 5).

Rysunek 5. Instalacje ułamkowo-techniczne zrealizowane w ramach przedsięwzięcia „Innowacyjna biogazownia” w Brodach na terenie należącym do Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu



Kluczowym elementem przedsięwzięcia były testy technologii, które trwały od lipca do grudnia 2022 roku. Mikroinstalacje służyły do przeprowadzenia testów w zakresie poprawności opracowanych rozwiązań technologicznych, weryfikacji ich wydajności, uniwersalności substratowej i stabilności pracy. Testy miały charakter wyścigu technologicznego. Prowadzone były pod nadzorem przez partnera strategicznego przedsięwzięcia – Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu.

Obecnie w przedsięwzięciu „Innowacyjna biogazownia” trwa drugi etap, który zakończy się w grudniu 2023 roku uruchomieniem w RGD Brody prawdopodobnie pierwszej w Polsce biometanowni. Zwycięskie konsorcjum, którego technologia uzyskała w wyniku oceny pierwszego etapu najwyższą liczbę punktów, otrzymało możliwość realizacji etapu drugiego. Trwające prace mają na celu przeskalowanie i zaprojektowanie pełnoskalowego demonstratora technologii o wydajności produkcji biogazu na godzinę stanowiącej ekw. mocy 499 kW. W demonstratorze finalnymi produktami będą biometan o jakości gazu ziemnego oraz wysokiej jakości nawozy mineralno-organiczne. Technologia będzie bezodporowa oraz samowystarczalna energetycznie. Zapewni odzysk CO₂ – cenny i poszukiwany na rynku bioCO₂ z oczyszczania biogazu. NCBR przyjęło założenie, że wytworzony biometan powinien być wprowadzony do sieci gazu ziemnego umożliwiającej jego przesłanie i odbiór w miejscu, które zapewni najbardziej efektywne z punktu widzenia gospodarki wykorzystanie tego cennego, zdekarbonizowanego surowca/paliwa. Ponieważ we wsi Brody i w okolicy nie ma obecnie sieci gazowej, NCBR i Uniwersytet Przyrodniczy podjęły współpracę z Polską Spółką Gazownictwa w celu przetestowania rozwiązań umożliwiających podłączenie powstającej biometanowni do sieci gazowych. Docelowo, być może, powstanie tam pierwsza w kraju lokalna sieć gazowa zasilana biometanem, co będzie okazją do przetestowania rozwiązań pozwalających na podłączenie innych planowanych biometanowni (większość obszaru Polski nie posiada bowiem sieci

gazowych o chłonnościach umożliwiających całoroczne przyjęcie wytwarzanego biometanu).

Planowane nowe przedsięwzięcia NCBR w obszarze biogazu i biometanu

NCBR zdiagnozowało obszary, w których interwencja w postaci kolejnego przedsięwzięcia realizowanego w formule zamówień przedkomercyjnych może przynieść wymierne efekty dla gospodarki w postaci opracowania kolejnych polskich technologii dla sektora biogazu i biometanu. W marcu ogłoszone zostaną konsultacje rynkowe poprzedzające uruchomienie nowych przedsięwzięć. Do udziału w konsultacjach zachęcamy przedsiębiorców, ekspertów branżowych oraz naukowców, którzy mogą podjąć się opracowania nowych technologii.

Na progu oczekiwanego rozwoju rynku biometanu w kraju istnieje bardzo pilna potrzeba opracowania polskiej technologii uzdatniania biogazu do biometanu, która będzie cechowała się wysoką sprawnością oczyszczania biogazu i niezawodnością oraz będzie bezobsługowa, a przy tym konkurencyjna w stosunku do technologii stosowanych za granicą. Ponadto, niezwykle istotnym aspektem w tym obszarze jest możliwość pozyskania skroplonego biometanu, tzw. bioLNG.

Obszar o ogromnym potencjale w zakresie opracowania krajowej technologii biogazowej to fermentacja bioodpadów pochodzenia komunalnego. Zamawiana technologia powinna koncentrować się na wytwarzaniu wysokiej jakości produktów nawozowych z bioodpadów, tak aby zapewnić samorządowi odzysk organiczny tych odpadów. Drugi, równie ważny produkt

technologii to wytwarzanie biometanu na przykład na potrzeby pojazdów komunalnych.

Wśród planowanych przedsięwzięć jest także kontynuacja „Innowacyjnej biogazowni”, czyli wyłonienie kolejnych technologii w zakresie uniwersalnej biogazowni, umożliwiającej przetwarzanie zróżnicowanego wsadu w instalacji w postaci odpadów i produktów ubocznych. Tym razem nacisk zostanie położony na inne aspekty tej technologii, między innymi na zaawansowanie technologii wytwarzania bionawozów z masy pofermentacyjnej oraz systemu autonomicznego sterowania instalacją biogazową.

To tylko kilka potencjalnych obszarów, które NCBR zaproponuje partnerom rynkowym do dyskusji w ramach konsultacji rynkowych przed uruchomieniem kolejnych przedsięwzięć w formule zamówień przedkomercyjnych.

Prof. dr hab. inż. Jacek Dach, Politechnika Poznańska
dr Ewa Krasuska, doradca strategiczny, NCBR
Wojciech Racięcki, dyrektor Działu Rozwoju Innowacyjnych
Metod Zarządzania Programami, NCBR
Miłosz Krzywiński, NCBR

Projekt realizowany jest w ramach projektu pozakonkursowego pn. „Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez realizację przedsięwzięć badawczych w trybie innowacyjnych zamówień publicznych w celu wsparcia realizacji strategii Europejskiego Zielonego Ładu”. Projekt finansowany jest ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. [EK2]



20 LAT



IGG jest wymagającym partnerem legislatora

W okresie dwudziestu lat owocnej działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa organizacja ta dobrze służyła interesom polskiego gazownictwa, podejmując wiele istotnych dla polskiej branży gazowniczej inicjatyw, takich jak organizacja kongresów i targów, pełnienie roli instytucji edukacyjnej, doradczej i technicznej oraz arbitrażowej i eksperckiej. Wszystkie te przedsięwzięcia zawsze były/są podporządkowane jednemu, najważniejszemu celowi, jakim jest służebna rola IGG wobec członków w niej zrzeszonych – zarówno największych korporacji branży gazowej, jak i innych spółek pracujących na rzecz tego sektora.

Ta służebność jest wyraźnie widoczna w sferze jakości stanowionego prawa, w której IGG jest wymagającym partnerem legislatora/ustawodawcy, z którym konsultuje branżowe regulacje prawne w imieniu zrzeszonych w niej członków. Izba potrafiła zaangażować w obszarze budowania potencjału rozwojowego kapitał intelektualny i innowacyjny wszystkich jej członków, a poprzez szkolenia, seminaria i spotkania konsultacyjne zawsze pomagała budować dobre relacje biznesowe między korporacja-

mi a małymi i średnimi firmami, podnosząc jednocześnie kulturę i jakość działalności gospodarczej w branży gazowniczej w interesie rozwoju polskiego gazownictwa.

IGG odgrywała i odgrywa kluczową rolę, realizując swoją najważniejszą misję, jaką jest kreowanie wspólnoty firm członkowskich, służącej rozwojowi polskiego sektora gazowniczego dla skutecznego budowania bezpiecznego rynku gazu, który stanowi fundament jego coraz silniejszej pozycji w polskiej gospodarce, i buduje pozycję polskiego gazownictwa na europejskim rynku energii. Działalność IGG przyczynia się do wzmocnienia poziomu integracji rynku gazowego i zwiększa poziom bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce i w całej centralnej części Europy południowo-wschodniej, a także we wschodnim regionie Morza Bałtyckiego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa to nie tylko organizacja, ale i wspólnota ludzi. Zaangażowanie i aktywne działanie byłych i obecnych członków IGG i jej pracowników zasługuje na najwyższe uznanie i głęboki szacunek. Przez ten okres 20-lecia IGG dobrze służyła i zasłużyła się polskiemu gazownictwu. Pozwala to z ufnością patrzeć w przyszłość, ponieważ doświadczenie i dotychczasowe działania wskazują, że Izba Gospodarcza Gazownictwa może skutecznie przyczynić się do dalszego rozwoju branży gazowniczej.

Prof. Waldemar Kamrat,
Politechnika Gdańska

Gaz ziemny jako krytyczne dla Polski paliwo przejściowe

Grzegorz Tchorek

Polityka klimatyczna UE określa gaz ziemny jako paliwo przejściowe zapewniające jednocześnie bilansowanie OZE oraz zmniejszenie emisji CO₂ w stosunku do wykorzystania bardziej emisyjnych surowców, między innymi węgla i ciężkich paliw opałowych, w procesach energetycznych. Strategiczna pozycja gazu ziemnego jako kluczowego nośnika energii w transformacji energetycznej UE jest jednak przedmiotem wzmożonej dyskusji politycznej ze względu na wydarzenia ekonomiczne ostatnich dwóch lat. Dotyczy to zwłaszcza okresu od lutego 2022 roku, czyli od początku wojny w Ukrainie, oraz historycznie wysokich fluktuacji cen gazu ziemnego na rynkach hurtowych.

Można jednak przypuszczać, że mimo wysokich fluktuacji cenowych gaz ziemny pozostanie paliwem przejściowym w realizacji polityki klimatycznej UE. Wydaje się, że z uwagi na wysokie zużycie gazu ziemnego w strategicznych sektorach gospodarki, między innymi w przemyśle rafineryjnym, chemicznym i hutnictwie, dynamiczne odejście od jego wykorzystywania nie jest możliwe w perspektywie najbliższych kilkunastu lat. Ponadto, gaz ziemny może pełnić ważną rolę w sektorze energetycznym jako paliwo zasilające jednostki kogeneracyjne pracujące w sposób przewidywalny i zapewniające stabilizację źródeł odnawialnych.

Ocenia się, że w perspektywie odejścia od jednostek węglowych w produkcji energii elektrycznej (dotyczy to zwłaszcza wychodzenia jednostek węglowych z rynku mocy w Polsce po 2025 roku¹) konieczne będzie wprowadzenie do krajowego systemu elektroenergetycznego nowych jednostek wytwórczych, które wypełnią powstającą lukę mocy, a także będą stanowić uzupełnienie dla OZE w postaci wysokiej dyspozycyjności i elastyczności. Zakłada się, że w perspektywie lat 20. i 30. XXI wieku jedynym surowcem, który może zapewnić bezpieczną dekarbonizację krajowego miksu energetycznego jest właśnie gaz ziemny.

Potencjalnie konkurencyjną technologią dla gazu ziemnego może być energetyka jądrowa. Niemniej jednak ocenia się, że jednostki jądrowe (szczególnie duże reaktory) będą pracować w większości u podstawy systemu elektroenergetycznego, nie zapewniając w pełni opłacalnej możliwości pracy szczytowej lub podszczytowej, co z kolei może być domeną źródeł gazowych. Wydaje się, że jednocześnie występowanie źródeł gazowych i jądrowych nie powinno doprowadzić do wzajemnej kanibalizacji technologicznej, a w perspektywie systemowej źródła te mogą mieć inne cele pracy². Istotną rolę gazu jako paliwa przejściowego wskazują także plany strategiczne polskich koncernów energetycznych, które zakładają budowę nowych źródeł gazowych: PGE (Dolna Odra, Rybnik, Czechnica), ORLEN (Ostrołęka, Grudziądz), Enea (Kozienice), Tauron (Łagisza). Produkcja energii z tych bloków ma się rozpocząć w latach 2025–2030 i znaczna część z nich będzie uczestniczyła w systemie wsparcia w postaci rynku mocy. Łączna moc zainstalowana jednostek gazowych w Polsce w 2030 roku może wynieść nawet około 10 GW, czyli o około 7 GW więcej niż obecnie³.

Przyszły rozwój aktywów gazowych powinien jednak być rozpatrywany z uwzględnieniem dostosowania do możliwości obsługi lub spalania gazów zdekarbonizowanych. Oznacza to, że dla zachowania zgodności z regulacjami klimatycznymi UE, a także zapewnienia rentowności infrastruktury gazowej w całym cyklu życia niezbędne będzie takie zaprojektowanie aktywów gazowych, aby były one technicznie gotowe do pracy na dużych domieszkach paliw substytucyjnych (takich jak biometan, wodór i pochodne) w okresie amortyzacji inwestycji. Gaz ziemny będzie także stopniowo substytuowany w przemyśle (głównie w rafineriach i zakładach chemicznych), który będzie zobowiązany do realizacji celu udziału paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) we własnym zużyciu energii na podstawie przepisów dyrektywy o odnawialnych źródłach energii. Rozwijane regulacje UE w zakresie zwiększenia wykorzystania paliw alternatywnych będą wpływać na przejściowość gazu ziemnego i konieczność terminowego zaplanowania dekarbonizacji oraz transformacji łańcucha wartości gazownictwa między innymi w zakresie wydobycia, magazynowania, przesyłu i dystrybucji oraz wytwarzania.

Transformacja łańcucha wartości sektora gazowniczego

Wydobycie (*up-stream*)

Zakłada się, że w perspektywie krótko- i średnioterminowej (do około 2035–2040 roku) silny segment wydobycia będzie generował znaczące korzyści dla państwa ze względu na zabezpieczenie dostaw gazu na potrzeby gospodarki w możliwie przewidywalnej cenie oraz z niską ekspozycją na ryzyko geopolityczne (własne źródło surowca). Oznacza to, że w przypadku planów wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego i potencjalnego wzrostu zapotrzebowania w kraju, poszukiwanie i wydobycie surowca z własnych złóż może być odpowiednim kierunkiem strategicznym, uwzględniając zwłaszcza fakt, że UE jako region jest obecnie mocno wyeksponowana na budowę nowego portfela dostawców, w tym także globalne wahania ekonomiczne na rynku LNG.

Wydaje się, że rozwój segmentu wydobycia na potrzeby gospodarek UE będzie wprost proporcjonalnie zależny od trajektorii

dekarbonizacji gazu ziemnego i wejścia na rynek paliw substytucyjnych, między innymi wodoru. Tradycyjne spojrzenie na sektor wydobywa z perspektywy złóż i odwiertów może przejść w poszukiwanie dogodnych obszarów do produkcji taniej energii elektrycznej z OZE, a następnie wytwarzania paliw alternatywnych i ich transportu do UE (takie działania prowadzą już koncerny niemieckie⁴).

Potencjalnymi czynnikami obciążającymi segment wydobycia będą regulacje unijne związane ze zmniejszeniem emisji metanu w sektorze gazu ziemnego, które obecnie są procedowane w Parlamencie Europejskim w postaci rozporządzenia metanowego⁵. Należy zaznaczyć, że przepisy dotyczące redukcji emisji metanu będą dotyczyć także gazu importowanego spoza UE, a ich wprowadzenie jest powiązane z globalnymi wysiłkami w zakresie redukcji emisji metanu w ramach Oil&Gas Methane Pledge⁶.

Magazynowanie, przesył i dystrybucja (*mid-stream*)

Infrastruktura operacyjna na poziomie *mid-stream* związana z magazynowaniem, przesyłem i dystrybucją gazów do odbiorców końcowych również będzie podlegać stopniowej transformacji. Tempo rozwoju infrastruktury na poziomie *mid-stream* będzie kluczowe dla zapewnienia utrzymania tempa rozwoju rynku gazu ziemnego, a w przyszłości zapewnienia także płynnego rynku hurtowego gazów zdekarbonizowanych. Wydaje się, że w perspektywie krótkoterminowej (najbliższych pięciu lat) kluczowymi działaniami na poziomie *mid-stream* będzie rozbudowa infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w kraju w celu likwidacji obszarów z brakiem rozwiniętej sieci tzw. białych plam, a także zapewnienie niezbędnych przyłączy sieciowych dla wielkoskalowych bloków krajowych, lokalnie zdekarbonizowanych zakładów ciepłowniczych, a także dla odbiorców detalicznych. Konieczne będzie utrzymywanie wysokiego zapelnienia magazynów gazu w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju (szczególnie przed okresem jesienno-zimowym). Potencjalnie rozwijane będą także inwestycje w zakresie zwiększenia zdolności przechowywania gazu w podziemnych magazynach w celu odpowiedniego bilansowania systemu zgodnie z przyszłym popytem.

Niezbędnym elementem rozwoju segmentu *mid-stream* będzie również takie zaprojektowanie obecnie planowanej infrastruktury

operacyjnej, aby była ona zdolna do pracy z domieszkami paliw substytucyjnych lub była równolegle uzupełniana przez dedykowaną infrastrukturę dla gazów zdekarbonizowanych. Wydaje się, że z perspektywy możliwości technicznych biometanu będzie gazem o największych możliwościach domieszkania w obecnej infrastrukturze, z uwagi na te same parametry jakościowe jak gaz ziemny. W przypadku wodoru i jego pochodnych domieszkanie może być znacznie trudniejsze do realizacji, dlatego prawdopodobnie konieczna będzie budowa równoległej infrastruktury dedykowanej lub dostosowanie obecnej, ale z pewnymi ograniczeniami co do maksymalnych stężeń wodoru i pochodnych w sieci⁷. Stopniowe przejście na obsługę gazów zdekarbonizowanych będzie dotyczyć także magazynów podziemnych, zwłaszcza kawern solnych, które charakteryzują się wysoką szczelnością i są najlepszymi strukturami geologicznymi do przechowywania wodoru. Ze względu na potencjalną konieczność importu wodoru i pochodnych w celu zapewnienia przyszłego zapotrzebowania na gazy zdekarbonizowane ważną inwestycją strategiczną w Polsce może być budowa terminalu regazyfikacyjnego, dostosowanego do odbioru zarówno LNG, jak i gazów zdekarbonizowanych, lub dedykowanego terminalu do odbioru na przykład amoniaku⁸. W perspektywie średnioterminowej infrastruktura operacyjna na poziomie *mid-stream* będzie obsługiwała dostawy coraz większych wolumenów gazów zdekarbonizowanych, tak aby w długim terminie zapewnić płynny rynek wymiany hurtowej biometanu, wodoru i pochodnych. Transformacja gazownictwa na poziomie *mid-stream* będzie dyktowana kolejnymi regulacjami UE, wśród których kluczowy jest „Nowy pakiet gazowy”⁹, ustanawiający szczegółowe zasady rozwoju infrastruktury dla gazów zdekarbonizowanych w UE, a także regulacje wpływające pośrednio, takie jak rozporządzenie metanowe, dyrektywa RED, a także taksonomia UE. Trzeba też pamiętać o tym, że transformacja infrastruktury operacyjnej będzie wypadkową wymagań klientów końcowych, zobligowanych do stosowania w procesach technologicznych coraz większej ilości gazów zdekarbonizowanych.

Wytwarzanie (*down-stream*)

Wykorzystanie gazu ziemnego w elektroenergetyce na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepłej stanowi istotne zmniejszenie emisji w stosunku do jednostek opalanych węglem. Niemniej

20 LAT



IGG jest wsparciem dla dobrej legislacji

Istnienie i działalność IGG umożliwia branży wspólny głos w dyskusji na temat legislacji zarówno krajowej, jak i – szerzej – unijnej. Przygotowywane właśnie w instytucjach unijnych rozporządzenie metanowe (o ogromnym wpływie na operatorów) jest idealnym przykładem tego, jak ważne jest wspólne, uzasadnione merytorycznie stanowisko branży. IGG jest bardzo wrażliwym obserwatorem procesów legislacyjnych krajowych i unijnych. Co ważniejsze, zbudowała zespoły eksperckie i przez lata skutecznie zabiegała o rozwiązania korzystne dla branży.

IGG jest wsparciem we wdrażaniu nowych technik branżowych. W obliczu szybkiego rozwoju technicznego, w tym zwłaszcza technik branżowych, niezwykle istotne jest miejsce/forum wymiany wiedzy i doświadczeń. Materializacją tego *know-how* są opracowywane

w IGG standardy. Dobrze, że administracja państwa korzysta z tych opracowań na etapie tworzenia prawa. Jednakże czy standaryzacji technicznej IGG administracja nie mogłaby wreszcie zalegalizować w swoich aktach prawnych?

Być może, warto rozważyć upowszechnianie branżowych standardów pozaeuropejskich, np. amerykańskich, które często pojawiają się w naszej działalności choćby za sprawą importu materiałów i urządzeń z USA. Może warto rozważyć, czy jakaś forma współpracy z organizacjami normalizacyjnymi (np. ASME) byłaby pomocna.

IGG jest miejscem integracji przedstawicieli branży. Organizowane kongresy, targi czy konferencje obejmują szerokie zakresy innowacyjnych działań. Być może, warto byłoby organizować spotkania dedykowane jednej, ważnej dla branży kwestii. Wtedy byłaby możliwość gruntownego przedyskutowania tematu, sformułowania wniosków i podjęcia kolejnych kroków. Oczywiście, taka formuła wymagałaby częstszych spotkań.

Katarzyna Chołast

p.o. dyrektora Oddziału w Odolanowie,
dyrektor techniczny

jednak przepisy prawa UE, występujące w wybranych aktach prawnych (taksonomia UE, dyrektywa EED, dyrektywa EU ETS, wytyczne CEEAG), nakładają stosunkowo wysokie wymagania klimatyczne dla sektora gazu ziemnego. Opisywane regulacje wyznaczają trajektorię dekarbonizacji wytwarzania energii z gazu ziemnego z uwzględnieniem przejścia na zasilanie gazami niskoemisyjnymi i odnawialnymi (m.in. biometan, wodór i pochodne). Najczęściej występujący limit emisyjności dla jednostek gazowych w regulacjach UE to 270 g CO₂ na każdą wyprodukowaną kWh. Dodatkowo, taksonomia UE wskazuje na konieczność wykazania przez nowo budowane jednostki możliwości technicznego przejścia na spalanie 100% gazów niskoemisyjnych i odnawialnych do 2035 roku w ramach spełnienia kryteriów zgodności. Tymczasem – według danych ACER – średnia emisja kogeneracyjnego bloku gazowego dla UE wynosi około 348 g CO₂/kWh¹⁰. Oznacza to, że wymagania dotyczące gazu ziemnego stanowią duże wyzwanie dla całego sektora energetycznego i ciepłowniczego. W Polsce generuje to wyzwania w postaci potencjalnego zaostrzenia limitów emisji na rynku mocy oraz spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Oczywiście, istnieją alternatywne ścieżki przejścia na biomasę lub OZE, na przykład w ciepłownictwie, jednak w przypadku jednostek gazowych praktycznie jedyną ścieżką dekarbonizacji jest stopniowe domieszkowanie gazami zdekarbonizowanymi (biometanem lub wodorem), co według danych branżowych jest już technicznie możliwe i dostępne^{11, 12}. Segment wytwarzania będzie prawdopodobnie kluczowy dla inicjowania zmian i transformacji w całym łańcuchu sektora gazownictwa, ponieważ obecnie obciążony jest największą liczbą regulacji klimatycznych.

* * *

Gaz ziemny stanowi strategiczny nośnik energii w transformacji energetycznej Unii Europejskiej. Jego wykorzystanie będzie kluczowe dla dekarbonizacji polskiej gospodarki. Wydaje się, że fluktuacje

cenowe na rynkach hurtowych gazu ziemnego nie podważą przyszej roli tego paliwa w miksie energetycznym. Kluczowym elementem strategicznym w planowaniu rozwoju sektora gazownictwa jest jego stopniowa dekarbonizacja i zapewnienie technicznych zdolności aktywów wzdłuż całego łańcucha wartości do przejścia na gazy zdekarbonizowane – biometan, wodór i pochodne. Transformacja sektora gazownictwa będzie dyktowana głównie regulacjami UE, a także wymogami odbiorców końcowych, którzy będą dążyć do dekarbonizacji własnego biznesu z użyciem gazów zdekarbonizowanych. Stopniowa transformacja gazownictwa będzie konieczna dla osiągnięcia wysokiej wartości tego sektora, a także możliwości płynnego przejścia na alternatywne nośniki energii w momencie, gdy wymagać będą tego regulacje oraz otaczający rynek.

Dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn, zastępca dyrektora Instytutu Energetyki

¹ Zgodnie z art. 22 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

² *Raport Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce*, styczeń 2023, Klub Energetyczny, Wydział Zarządzania UW, Instytut Energetyki – nuclearconference.pl – strona główna.

³ Moc elektrowni w Polsce przekroczyła 50 GW – WysokieNapiecie.pl.

⁴ Germany launches first auction for green hydrogen imports | Clean Energy Wire.

⁵ EUR-Lex – 52021PC0805 – EN – EUR-Lex (europa.eu).

⁶ <https://globalmethane.org/challenge/ogmp.htm>.

⁷ How hydrogen blending can help towards decarbonizing gas systems | Marcogaz.

⁸ Green Wilhelmshaven | Uniper.

⁹ Hydrogen and decarbonised gas market package (europa.eu).

¹⁰ ACERs Opinion 22-2019 examples of calculation.pdf (europa.eu).

¹¹ Hydrogen-Fueled Gas Turbines | GE Gas Power.

¹² MGT Hydrogen Capability (24MW-62MW) | Modernization and Upgrades for Gas Turbines | Siemens Energy Global (siemens-energy.com).

20 LAT



Sukces IGG w zakresie standaryzacji technicznej

Patrząc z perspektywy XX-letniej działalności IGG, trudno mi – jako człowiekowi, który podczas pracy w sektorze zajmował różne funkcje – jednoznacznie odnieść się do całokształtu działania tej organizacji. Zawsze znajdują się obszary, w których organizacja radzi sobie świetnie i takimi były środowiskowe procesy integracyjne, szczególnie ważne w okresie dynamicznych zmian w sektorze gazownictwa w kraju i na świecie, czy organizacja kongresów i targów. Tutaj firmy sektora były zadowolone ze współpracy. Jednak w trakcie organizowanych kongresów istotnym ich elementem, oprócz wymiany i szerzenia wiedzy merytorycznej, były podejmowane uchwały kongresowe. Pytanie: czy firmy sektora w przypadku zgłaszanych w uchwałach postulatów pozytywnie oceniały skuteczność ich wdrożenia? Trudnym obszarem do skutecznego działania był proces ustawodawczo-legislacyjny dotyczący wprowadzanych lub planowanych zmian mających istotny wpływ na działanie sektora gazowniczego w kraju. Izba starała się mocno angażować w ten proces, prowadząc szeroko zakrojoną akcję opiniowania projektów, nawet powołując do tego dedykowane merytorycznie zespoły. Celem było zorganizowanie wpływu na zmiany legislacyjno-ustawodawcze w sektorze, wprowadzane przez administrację państwową. Czy działania IGG okazały się tu skuteczne i w pełni akceptowalne dla firm sektora?

Skuteczność działania była bowiem podyktowana nie zaangażowaniem IGG i specjalistów sektora, a trudnościami wynikającymi z niewłaściwego i chaotycznego prowadzenia procesu legislacyjnego w kraju. Sukces uzależniony jest od nastawienia administracji państwowej i wyznaczonych przez nią celów, niekoniecznie przychylnych sektorowi. Jest to obszar do zdecydowanej poprawy, tylko czy środowisko IGG ma moc sprawczą bez porozumienia z decydentami? Natomiast obszarem, w którym IGG odniosła bardzo istotny sukces była standaryzacja techniczna prowadzona w ramach powołanego Komitetu Standardu Technicznego. Proces standaryzacji technicznej IGG prowadzi od ponad 15 lat. Dotychczas opracowano kilkadziesiąt standardów i wytycznych technicznych IGG, które – z uwagi na ich zakres zagadnień merytorycznych i praktycznych – znajdują zastosowanie i są wdrażane w firmach. Bardzo pozytywnie postrzegane są organizowane przez KST w ramach IGG warsztaty techniczne, podczas których szerzona jest wiedza merytoryczna i praktyczna. Poruszyłem ten aspekt działalności IGG, bowiem przez kilkanaście lat byłem przewodniczącym KST. Jako byłemu pracownikowi sektora, a obecnie emerytowi, trudno mi wypowiedzieć się w sposób jednoznaczny na temat tego, jakie byłyby oczekiwania branży do IGG w zakresie aktywizacji w innych obszarach działalności. Przeprowadzone ostatnio procesy konsolidacyjne i strukturalno-własnościowe najprawdopodobniej wymuszają zmianę kierunków i zakresu działania IGG. Pewnie trzeba będzie nawiązać bliższą współpracę z organizacjami samorządowymi działającymi w skonsolidowanym sektorze. Reasumując, XX lat działalności IGG postrzegane jest bardzo pozytywnie przez tych, którym funkcjonowanie sektora jest znane i zawsze są w sposób odpowiedzialny zaangażowani w zachodzące w nim procesy.

Kazimierz Nowak,
wieloletni przewodniczący KST

E-paliwa – ważny trend w wykorzystaniu zielonego wodoru

Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior

Zielony wodór, pozyskiwany głównie na drodze elektrolizy, stanowi dziś jedynie 0,03% całkowitej podaży tego nośnika energii. Produkcja wodoru, w tym głównie odnawialnego, ma natomiast wzrosnąć sześciokrotnie do 2050 roku, aby możliwa była planowana transformacja energetyczna i surowcowa. Osiągnięcie tego celu wymaga zwiększenia mocy elektrolizerów oraz dostępności taniej energii odnawialnej. Obecne koszty zielonego wodoru wahają się od 3 do 5 USD/kg przy cenach energii elektrycznej wynoszących 50–100 USD/MWh. Do 2030 roku mogą one spaść do 2 USD/kg przy cenie 25 USD/MWh.

Zielony wodór, poza licznymi zastosowaniami (transport, energetyka, stabilizacja OZE, zielona chemia, hutnictwo, gospodarka komunalna i potencjalnie ponad 20 innych obszarów) staje się ważnym składnikiem paliw (i surowców) syntetycznych, zwanych też paliwami elektrycznymi, także *Power to X* (PtX), *Power to Liquid* (PtL) lub krótko e-paliwami (nie mylić z biopaliwami). Są one wytwarzane w procesie przemysłowym, w którym energia elektryczna przekształcana jest w energię chemiczną.

Nawet przy dzisiejszych cenach zielonego wodoru rynek e-paliw intensywnie się rozwija, a sumaryczna skala realizowanych obecnie w świecie inwestycji w tym zakresie mierzona jest już w miliardach USD. Jednocześnie polityka krajów i wiodących koncernów przemysłowych w zakresie promowania e-paliw jest zróżnicowana, a prognozy rozwoju niejednoznaczne.

Istnieją dwie grupy e-paliw. Pierwsza to syntetyczne węglowodory (ten sam rodzaj substancji chemicznych, z których składają się paliwa kopalne), które są produkowane z połączenia wodoru i CO₂ w złożonej reakcji chemicznej, znanej jako *Power to Liquid* Process. Paliwa te są w pełni kompatybilne z istniejącymi pojazdami i infrastrukturą, przy stosunkowo niewielkich modyfikacjach. Aby uznać je za niskoemisyjne, e-paliwa oparte na węglu muszą być produkowane z zielonego wodoru oraz biogenicznego lub pochodzącego z atmosfery lub wody CO₂. Ta grupa e-paliw może być stosowana zarówno w nowych pojazdach, jak i w istniejącej flocie jako *drop-in fuel*, czyli może być mieszana z paliwami kopalnymi lub stosowana samodzielnie.

Druga rodzina to e-paliwa niezawierające węgla, takie jak czysty wodór i e-amoniak. Paliwa te są stosunkowo łatwe i tańsze w produkcji w porównaniu z e-paliwami opartymi na węglu. Są one jednak znacznie trudniejsze w użyciu i niekompatybilne z istniejącymi technologiami napędów stosowanych np. na statkach i w samolotach. Aby stały się realną opcją, paliwa niewęglowe wymagają trudniejszego technicznie transportu i tankowania.

Wykorzystanie e-paliw w transporcie samochodowym budzi wiele zastrzeżeń, bo zastosowanie napędu elektrycznego

(baterijnego – BEV lub z użyciem ogniw paliwowych – FCEV) ma przewagę i zgodnie z decyzją Parlamentu Europejskiego do 2035 roku powinno osiągnąć przystępność cenową na rynku masowym. Mimo to koncerny naftowe i samochodowe lobują w instytucjach UE, aby uzyskać zapewnienie, że stosowanie e-paliw będzie dozwolone w ramach unijnych norm emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i dostawczych do 2035 roku. Lobby to twierdzi, że samochody lepiej zdekarbonizować za pomocą e-paliw.

Inaczej jest w transporcie morskim i lotniczym, ponieważ tam podróże, szczególnie długodystansowe, nie mogą zarówno obecnie, jak i w nieodległej przyszłości polegać na bezpośredniej elektryfikacji i wymagać będą dość długo niskoemisyjnych, „gęstych” energetycznie paliw płynnych i gazowych (e-amoniak, e-metanol, e-kerozyna, w mniejszym stopniu czysty zielony wodór), aby dostosować się do założonych celów klimatycznych.

W tym sektorze też nie brakuje kontrowersji i wyzwań. Na przykład wodór wymaga specjalnego transportu i wysoko wyspecjalizowanych zbiorników paliwa na pokładzie oraz rygorystycznych norm bezpieczeństwa. Jego możliwe zastosowanie w krótkim okresie dostrzega się głównie w obszarze lotów krótszych (3000 km). Amoniak z kolei – postrzegany jako potencjalnie wiodące paliwo w żegludzie – zapewnia, co prawda, korzyści wynikające z braku emisji CO₂, ale mogą być one zniwelowane przez emisje tlenków azotu. Wycieki amoniaku są też groźne ekologicznie, co powoduje, że konieczne są surowe regulacje w zakresie bezpieczeństwa.

Wymienione powyżej paliwa to również syntetyczne surowce o kluczowym znaczeniu, których rola w przyszłej gospodarce w wielu przypadkach będzie zdecydowanie większa poza sektorem transportu. Na przykład zakłada się, że e-amoniak będzie podstawowym surowcem w produkcji nawozów sztucznych, eliminującym dotychczasową rolę gazu ziemnego. Z kolei e-metanol stanie się produktem stosowanym jako rozpuszczalnik w żywności, barwnikach, farbach czy lakierach oraz będzie substancją wyjściową do syntezy innych związków organicznych.

Problemem dotyczącym ogółu e-paliw są koszty ich wytworzenia. Stosowane obecnie technologie, skala produkcji oraz koszty energii odnawialnej powodują, iż paliwa te nie są konkurencyjne bez wsparcia środkami publicznymi i działaniami legislacyjnymi. Zakłada się natomiast, iż w bieżącej dekadzie sytuacja ulegnie radykalnej zmianie i e-paliwa będą produktami ekonomicznie opłacalnymi.

Dlatego w krajach zaawansowanych we wdrażaniu tzw. gospodarki wodorowej istnieje już wiele działających lub uruchamianych obecnie instalacji przemysłowych do wytworzenia np. e-metanolu, e-amoniaku czy e-kerozyny. Równolegle prowadzone są prace nad wytworzeniem silników, turbin, ogniw paliwowych, specjalistycznych zbiorników i armatury towarzyszącej, a także systemów monitorowania, umożliwiających bezpieczne i ekonomicznie uzasadnione stosowanie e-paliw.

Istnieją dwie grupy e-paliw. Pierwsza to syntetyczne węglowodory, które są produkowane z połączenia wodoru i CO₂ w złożonej reakcji chemicznej. Druga rodzina to e-paliwa niezawierające węgla, takie jak czysty wodór i e-amoniak. Paliwa te są stosunkowo łatwe i tańsze w produkcji w porównaniu z e-paliwami opartymi na węglu. Są one jednak znacznie trudniejsze w użyciu i niekompatybilne z istniejącymi technologiami napędów.

Obecnie na świecie realizowanych jest kilkadziesiąt projektów z zakresu e-paliw, a ich liczba szybko rośnie.

Przykłady instalacji przemysłowych z tego zakresu, których znaczna część ulokowana jest w Europie bądź poza nią, ale z kluczowym udziałem firm europejskich.

1. **Synhelion Solar Fuels** (Synthelion, Szwajcaria, <https://synhelion.com/>) to duża instalacja przemysłowa budowana w Hiszpanii, która wytwarzać będzie e-kerozynę, e-benzynę i e-diesel z wykorzystaniem własnej technologii typu *Sun to Liquid* (StL), której sumaryczna roczna produkcja wyniesie 500 tys. litrów w 2025 roku, a docelowo nawet 875 milionów litrów (w 2030 roku). Synhelion powstał jako *spin-off* przy ETH Zurich w 2016 roku w celu dekarbonizacji sektora mobilności, a przemysłową produkcję paliw syntetycznych rozpoczął w Niemczech w bieżącym roku. Synhelion jest pierwszą firmą, która generuje ciepło procesowe o temperaturze powyżej 1500°C za pomocą skoncentrowanego promieniowania słonecznego. Dzięki temu możliwa jest produkcja paliw i cementu. Instalacja produkcyjna składa się z wieży słonecznej i pola precyzyjnie sterowanych heliostatów. Wieża słoneczna mieści trzy opracowane przez Synhelion komponenty: odbiornik energii słonecznej, reaktor termochemiczny oraz magazyn energii cieplnej, który umożliwia ekonomiczną pracę przez całą dobę. SWISS będzie pierwszą linią lotniczą, która wykorzysta „słoneczną” kerozynę.
2. **Norsk e-Fuel Alpha** (Norsk e-Fuel, Norwegia, <https://www.norsk-e-fuel.com/>) to projekt przemysłowy, budowany w Mosjøen w Norwegii, którego celem jest wytworzenie e-kerozyny w ilości 12,5 mln litrów rocznie w 2024 roku oraz 25 mln litrów w roku następnym. Technologia wykorzystująca w 100% odnawialną energię, bazująca na syntezie Fischera-Tropscha oraz wykorzystująca technologię firmy Climeworks bezpośredniego wychwytywania CO₂ z powietrza, objęta jest
3. **FlagshipONE** (Liquid Wind, Szwecja, <https://www.liquidwind.se/flagships>) to zakład produkcyjny zbudowany w Örnköldsvik w Szwecji, który umożliwi wytworzenie w 2023 roku 50 tys. ton e-metanolu. Zakłada się, iż do 2030 roku w Szwecji powstanie 10 takich instalacji. Konsorcjum grupuje takie podmioty jak Alfa Laval, Carbon Clean, Haldor Topsoe, Siemens Energy i Worley. CO₂ pochodzący będzie z lokalnego przemysłu i będzie wychwytywany przy użyciu wydajnej technologii firmy Carbon Clean, a następnie oczyszczany, koncentrowany i transportowany do pobliskiej fabryki e-metanolu. Obiekt będzie wymagał rocznie 470 GWh odnawialnej energii elektrycznej. Tlen, powstający jako produkt uboczny elektrolizy, wykorzysta lokalny przemysł. Głównym odbiorcą e-metanolu będzie transport morski.
4. **Arcadia eFuels project** (Arcadia eFuels, Dania, <https://www.arcadiaefuels.com/>) to kolejne przedsięwzięcie wielkoskalowe, mające na celu wytworzenie e-kerozyny i e-diesla w ilości 75 000 ton, czyli około 100 milionów litrów rocznie od 2025 roku. Konsorcjum tworzą takie firmy jak Topsoe, Sasol oraz Technip Energies. Zaplanowano dwa źródła CO₂, a mianowicie pozyskiwanie bezpośrednio z powietrza oraz CO₂ pochodzenia biogenicznego. W kolejnym etapie planowane jest uruchamianie co roku dwóch zakładów, z których każdy będzie miał wydajność 80 tys. ton (100 milionów litrów) e-paliw rocznie. Firma informuje, iż stosować będzie niskotemperaturowy proces Fischera-Tropscha wraz z hydroprzetwarzaniem oraz zwraca uwagę na łatwą skalowalność opracowanej technologii.
5. **E-methanol Kassø Plant** (European Energy, Dania, <https://europeanenergy.com/>) jest prawdopodobnie największym obecnie budowanym zakładem na świecie produkującym e-metanól. Inwestor otrzymał na ten cel wsparcie w wysokości 53 mln euro od Duńskiego Zielonego Funduszu Inwestycyjnego (DGIF). Zakład zasilany jest z pobliskiego parku słonecznego Kassø o mocy 300 MW. Elektrolizer z membraną protonową (PEM) o mocy 50 MW (producent: Siemens Energy) wytwarzać będzie zielony wodór, który posłuży do produkcji 32 tys. ton e-paliwa rocznie. Pełna zdolność produkcyjna zostanie osiągnięta w drugiej połowie tego roku. Końcowymi odbiorcami e-metanolu będą m.in. firma żegluga Maersk, do której trafi 16 tys. ton paliwa rocznie, oraz detaliczny sprzedawca paliw Circle K. Kluczowym wykonawcą inwestycji jest Sulzer Chemtech, który wdroży swoje zaawansowane technologie separacyjne.
6. **ReuZe Project** (Engie i InfiniumTM, Francja, <https://www.reuze.eu/>) to przedsięwzięcie wielkiej skali, w ramach którego od 2026 roku wytworzone będą e-paliwa (e-kerozyna, e-diesel i e-benzyna) w ilości 100 tys. ton rocznie. Wykorzystując zastrzeżoną technologię InfiniumTM, instalacja ReuZe będzie produkować e-paliwo, wychwytyując 300 tys. ton CO₂. Do inwestorów należą także Amazon, NextEra Energy, Mitsubishi Heavy Industries i AP Ventures. W grudniu 2021 roku projekt ReuZe został wybrany do dofinansowania przez francuską

agencję ADEME. Ta inwestycja, o wartości 3 miliardów euro, uzyskała także wsparcie władz komunalnych Dunkierki i tamtejszego portu, władz regionu Hauts-de-France i francuskiego rządu. Co ciekawe, CO₂ będzie pozyskiwany z pobliskiej huty AccelorMittal, a tlen z procesu elektrolizy oraz para z instalacji wytwarzania e-paliw będą wykorzystywane w produkcji stali.

7. **NEOM Green Hydrogen Project** (NEOM Green Hydrogen Company, Arabia Saudyjska, <https://www.acwapower.com/en/projects/neom-green-hydrogen-project/>) to budowana największa na świecie komercyjna instalacja wodorowa zasilana w całości energią odnawialną. Po oddaniu do użytku w 2026 roku będzie produkować 600 ton dziennie czystego wodoru poprzez elektrolizę przy użyciu technologii ThyssenKrupp, wytwarzać azot przez separację z powietrza przy użyciu technologii Air Products oraz produkować do 1,2 miliona ton rocznie e-amoniaku. Projekt, będący wspólnym przedsięwzięciem czterech gigantów przemysłowych, czyli NEOM, Air Products, ThyssenKrupp i ACWA Power, oparty jest na sprawdzonych, światowej klasy technologiach wytwarzania wodoru i amoniaku. Przedsięwzięcie zlokalizowane będzie w mieście przyszłości Neom, które Arabia Saudyjska chce wybudować

w prowincji Tabuk, położonej przy Zatoce Akaba. W jego skład ma wchodzić kilka projektów. Jednym z nich ma być Oxagon, czyli zbudowane na planie ośmiokąta przemysłowe i po części pływające miasto. Inwestycja ma być przykładem dywersyfikacji przychodów i uniezależnienia się od ropy.

Ponad dwadzieścia innych, realizowanych obecnie lub planowanych przedsięwzięć to przykłady wdrażania koncepcji przekształcania zielonego wodoru w syntetyczne paliwa i produkty chemiczne. Wymienić tu można takie projekty jak **Haru Oni** (<https://www.haruoni.com/#/en>), **Nordic Electrofuel - Plant 1** (<https://nordicelectrofuel.no/>), **INERATEC Pioneer Plant** (<https://www.ineratec.de/en/become-a-pioneer/%20#efuels%20#CO2%20#renewable>) czy **George Olah Renewable Methanol Plant** (<https://www.carbonrecycling.is/project-goplant>).

Warto wyciągnąć z tego wnioski i zdobyć rodzime doświadczenia. Dlatego konieczne jest pilne podjęcie w Polsce przedsięwzięć w skali pilotowej i przemysłowej, umożliwiających wytwarzanie i wdrażanie paliw i surowców syntetycznych.

Prof. dr hab. inż. Jerzy Kaleta, dr inż. Paweł Gąsior, Katedra Mechaniki, Inżynierii Materiałowej i Biomedycznej, Wydział Mechaniczny, Politechnika Wroclawska

20 LAT



Rola IGG – retrospekcja i spojrzenie w przyszłość

Izba Gospodarcza Gazownictwa obchodzi 20-lecie. Z perspektywy ostatnich lat jej rola w integracji środowiska – zarówno pracodawców, jak i pracowników branży gazowniczej – jest nie do przecenienia. Do najważniejszych działań IGG w tym zakresie zaliczam organizację kongresów gazowniczych, seminariów branżowych, a także organizację wystaw – targów przemysłu gazowniczego. Z perspektywy lat 2020–2022 – okresu pandemii – zauważyć można, jak ważna i znacząca jest rola integracyjna środowiska, a także wymiany myśli naukowej i technicznej. Taką samą prowadzą SITPNIg i PZITS, a także uczelnie techniczne (np. AGH). Takie wsparcie jest niezwykle potrzebne dla całego sektora między innymi w związku z formułowaniem mało przemyślanych lub niedostatecznie wykształconych działaczy NGO, a także dziennikarzy czy polityków o różnych zapatrywaniach, nieposiadających wiedzy energetycznej lub uprawiających propagandę zupełnie niepowiązaną z faktami.

Z podziwem spoglądam na środowisko skupione w IGG, które w sposób profesjonalny broni pozycji gazownictwa przed pseudo-ekspertami w zakresie popierania działań związanych z szybką transformacją energetyczną, bez względu na warunki klimatyczne, ekonomiczne czy techniczne.

W tym kontekście podkreślić należy zdecydowanie pozytywną rolę IGG dotyczącą promowania tzw. zrównoważonej transformacji energetycznej, w której fundamentalną rolę ma do spełnienia gazownictwo – zarówno poprzez utrzymanie i budowanie nowej infrastruktury transportowej dla energetyki w zakresie nisko- i zeroemisyjnej energetyki opartej na wodorze i biometanie, jak i poprzez umożliwienie magazynowania zielonej energii elektrycznej prze-

kształconej z wykorzystaniem systemu elektrolizerów na wodór czy na budowę instalacji typu P2G (*Power to Gas*), integracji systemów energetycznych itd.

Ważne jest pokreślenie roli gazownictwa jako sektora „trwałego” przejściowego w dążeniu do zeroemisyjności. Nie jest możliwe w XXI wieku zbudowanie systemu energetycznego bez paliw kopalnych. Znaczącą – dominującą – rolę w tym zakresie ma gazownictwo poprzez możliwości stabilizowania systemów energetycznych wykorzystujących OZE (bardzo niestabilne źródło) czy energetykę nuklearną (jeżeli uda się zrealizować budowę takich instalacji w Polsce). W najbliższych latach nie będzie możliwe budowanie klasycznych elektrowni węglowych w Polsce, co wynika między innymi z prac związanych z budową elektrowni Ostrołęka, a instalacje węglowe w elektrowniach tylko częściowo będą modernizowane. W zakresie wsparcia energetyki w najbliższych piętnastu latach rola gazu ziemnego jest nie do przecenienia. Jeszcze większa rola przypadnie sektorowi w zakresie magazynowania energii po 2035 roku.

Wsparcie IGG w zakresie regulacji sektora gazowniczego w wielu przypadkach umożliwiło usunięcie oczywistych błędów regulacyjnych i prawnych, a także niebezpiecznych zapisów rzutujących na działalność przedsiębiorstw.

Działalność IGG poprzez komitety techniczne ds. standardów to kolejny przykład dobrych praktyk technicznych, podobnie jak wypracowanie reguł dotyczących dobrych praktyk w zakresie związanym z rzetelnością firm – np. poprzez wspieranie praktyk w obrębie postępowań spornych (działalność w zakresie rozwiązywania sporów), a także w sferze etyki w biznesie.

Działania IGG na styku sektora i administracji państwa i administracji samorządowej również należy ocenić wyjątkowo pozytywnie. Wielokrotnie aktywność Zarządu IGG umożliwiła zarówno rozwiązanie problemów spornych, jak i zmiany w regulacji sektora gazowniczego.

Prof. Stanisław Nagy,
AGH w Krakowie

Dlaczego gaz, a nie węgiel powinien wspomagać OZE

Konrad Świrski

Transformacja systemu energetycznego jest przesądzona bez względu na obecne perturbacje polityczne, wojny i ekstremalne ceny (spadające). System energetyczny (niezależnie od prób zatrzymania tego procesu) będzie oparty na energetyce odnawialnej, wspomaganej elastycznymi źródłami nielicznych elektrowni na paliwa kopalne oraz coraz większą liczbą magazynów energii (baterijnych i wodorowych).

Oczywiście, każda transformacja to walka różnych frakcji lobbystycznych związanych z danym sposobem wytwarzania energii i chęć utrzymania jak największego ich udziału w energetyce. Obecnie (chwilowo) gaz jest spychany do narożnika przez węgiel z uwagi na wysokie ceny gazu naturalnego (już znacząco malejące) oraz silnie akcentowane argumenty o konieczności wspomagania pogodowo zależnej generacji OZE, teoretycznie stabilną pracą dużych bloków węglowych. To nie jest do końca prawdą. Elastyczność i *backup* jest niezbędny, ale znacznie lepiej nadają się do tego turbiny gazowe i bloki gazowo-parowe.

Problemy eksploatacji nowoczesnych bloków węglowych

Opinię publiczną rozpalają informacje o sporze dotyczącym problemów bloku w Jaworznie. Nie dysponuję jednak danymi dotyczącymi pracy tego bloku i w związku z tym nie mogę nic powiedzieć o bloku 900 MW, będącym przedmiotem sporu (na pewno trwają prace ekspertów mających dostęp do danych), ale doświadczenia eksploatacyjne tego bloku pokazują ogólne problemy nowoczesnych bloków węglowych.

Węgiel uważany jest za technologię schyłkową i w większości krajów UE jest przewidziany do wycofania z użytkowania w sektorze energetycznym w obecnej dekadzie (w krajach z kluczową rolą węgla w latach 2035–2038). Nie ma nowych konstrukcji (ostatnie prace prowadzono na początku wieku) i nie inwestuje się w rozwój nowych projektów kotłów węglowych. Na rynku europejskim jest coraz mniej firm mających doświadczenie w budowie i eksploatacji bloków węglowych (bo węgiel przestaje być atrakcyjnym paliwem), światowe zakłady konstrukcyjne i produkcyjne kotły węglowe są już przeniesione do Azji. Chwilowe zwiększenie roli węgla w energetyce europejskiej wynika wyłącznie z rosyjskiej agresji w Ukrainie (natychmiast po osiągnięciu jakiegokolwiek stabilizacji węgla w UE zostanie ponownie eliminowany).

Niektóre duże koncerny światowe producentów urządzeń energetycznych nadal mogą mieć węgiel w swoim portfolio, ale w coraz mniejszej ilości. Maleje też, szczególnie w Europie, wiedza dotycząca projektowania i eksploatacji kotłów na węgiel. Cha-

rakterystyczne jest to, że *power divisions* światowych koncernów (to, co dotyczy paliw kopalnych i zostało po wydzieleniu energetycznych działów turbin wiatrowych, fotowoltaiki i magazynów) przechodzą zdecydowanie w stronę bloków gazowo-parowych i ewentualnie myślą o turbinach na wodór lub może pewnych technologiach CCS (ale to raczej dla instalacji przemysłowych).

W tym stuleciu nastąpiła ostatnia faza budowy jednostek węglowych w Europie. W pierwszej dekadzie głównie dużych bloków w Niemczech, oddawanych do około 2014 roku, a w Polsce w latach 2013–2018 (Opole, Koźienice, Jaworzno, Turów i nieudana próba w Ostrołęce). Wszystkie nowe bloki muszą spełniać nowe standardy (BAT) zgodnie z europejską dyrektywą IED (dla uzyskania pozwoleń środowiskowych) i w związku z tym muszą być znacznie bardziej skomplikowane technologicznie.

Jakie wyzwania dla nowych konstrukcji kotłów węglowych?

Największym problemem jest emisja zanieczyszczeń (z czym sobie poradzono), ale skutkuje to koniecznością bardzo precyzyjnego prowadzenia procesu spalania (np. dystrybucja powietrza dla emisji NO_x). Kolejny problem to bardzo wysoka sprawność ogólna netto bloków węglowych [dyrektywa IED i tzw. *Best Available Techniques* (BAT), Reference Document for Large Combustion Plants (aktualnie z 2017 roku)] wymagana dla dużych bloków opalanych węglem kamiennym na poziomie 45–46% netto, a to determinuje konieczność stosowania bardzo wysokich parametrów pary (ponadkrytycznych, tzn. > 22 MPa, 647°C), a to z kolei wymaga specyficznych typów stali (rurociągi). Wysokie parametry (w największych blokach budowanych po 2000 roku) determinują z kolei najczęstszą konstrukcję kotłów pyłowych przepływowych, jednociągowych.

Bardzo wymagające materiały powodują problemy (cała energetyka zna historię stali T24: stosunkowo tania stal dla wysokich parametrów pary wprowadzona za szybko na rynek w obecnym stuleciu, nie do końca sprawdzona w eksploatacji i przede wszystkim z niedopracowanymi procedurami spawania). Problemy z kotłami w Europie Zachodniej były przyczyną opóźnień (nawet kilkuletnich) w oddawaniu bloków do normalnej eksploatacji. W Polsce, ponieważ budowano je nieco później, nie stosowano T24.

Wprowadzenie nowej stali wymusza stosowanie wymagających technologii spawania (a kocioł węglowy to setki tysięcy spawów), a co za tym idzie – znacznie wyższych kompetencji dostawców. Nowe kotły to minimalizacja kosztów – należy użyć jak najmniej stali, więc mniejsze są zapasy punktu pracy od dopuszczalnych naprężeń oraz mniejsze współczynniki bezpieczeństwa.

Na głównym rynku producentów (w Azji) duże bloki pracują raczej ze stałym (maksymalnym projektowym) obciążeniem i oczekiwana jest mniejsza elastyczność bloków węglowych (tak bloki były projektowane). W Europie odwrotnie – bloki muszą dodatkowo spełniać duże wymagania dotyczące elastyczności (pracy w dopuszczalnym zakresie obciążeń, częstej pracy na minimum technicznym). Kocioł węglowy nie może pracować zwykle poniżej 40% obciążenia projektowego z uwagi na stabilność spalania w komorze paleniskowej i szybkie zmiany obciążenia (gradienty po kilkanaście MW/min, tj. około 2–4% mocy). Należy pamiętać, że podczas pracy ze zmiennym obciążeniem (a także podczas rozruchów) pojawiają się dodatkowe naprężenia w kluczowych elementach kotła. Nowe kotły muszą być więc bardzo oszczędne materiałowo (wyzwania kosztowe), a jednocześnie bardzo precyzyjnie zaprojektowane dla różnych reżimów pracy i pojawiających się problemów technologicznych (naprężenia, korozja itp.) Nowoczesne konstrukcje kotłów przepływowych na wysokie parametry są bardzo wymagające, jeśli chodzi o procesy przejściowe (rozruch, odstawienie, praca na zmiennym obciążeniu) i wymagają zarówno bardzo precyzyjnej konstrukcji, jak i dopracowanych algorytmów regulacji.

Nowe bloki to mniejsza odporność na zmienne parametry paliwa. Należy pamiętać, że paliwo – węgiel (kamienny) – to nie sam pierwiastkowy C (to tylko 45–55%), ale też dodatek innych składników – H, N, O oraz tzw. popiół (A – niepalne części – skały) i wilgoć (W) oraz mniejszych dodatków (wpływających na pracę

urządzeń), jak np. siarka czy chlor. Węgiel różni się parametrami spalania [takimi jak ciepło spalania, temperatura zapłonu (pył), szybkość spalania, temperatura płynności żuźla (niespalony popiół spadający w dół leja kotłowego), parametry lotnego popiołu (niespalone części paliwa unoszone w spalinach)]. To wszystko wpływa na sposób spalania paliwa (kształt płomienia, temperaturę w komorze paleniskowej, a także parametry niespalonych części osadzających się na rurach (powierzchnie konwekcyjne) oraz zawartość pierwiastków śladowych wpływających na korozję rur ekranowych i konwekcyjnych.

Właściwe projektowanie kotłów to sztuka (powoli zamierająca). Należy dopasować wymiary komory paleniskowej i wielkość przegrzewaczy i właściwie zaplanować dodawanie powietrza do kotła (w wielu miejscach) dla niskiej emisji tlenków azotu – przede wszystkim, aby uniknąć miejsc z korozją. Blok węglowy jest trudny do projektowania, bo właśnie to wszystko się zmienia (spalanie i wobec tego dopasowanie odpowiedniego podawania powietrza) w zależności od obciążania, typu (jakości) paliwa oraz konfiguracji aktualnie pracujących młynów węglowych (węgiel jest mielony przed podaniem do kotła w formie mieszanki pyłowo-powietrznej). Jest kilka młynów i w zależności od obciążenia pracuje różna ich liczba i w różnej konfiguracji, a to wpływa na sposób wprowadzania paliwa do komory paleniskowej, a więc na kształt płomienia i wymianę ciepła. Podczas zmiennych obciążeń problemem są także naprężenia w elementach grubościennych, które należy dokładnie przeanalizować. W projektowaniu pomaga doświadczenie i symulacje komputerowe – im lepsze posiada się narzędzia symulujące, tym lepiej można sprawdzić wszystkie możliwe reżimy pracy kotła, a więc z góry przewidzieć problemy.

W przeszłości budowano kotły energetyczne na węgiel przystosowane do spalania różnych typów paliwa, często o przewymiarowanych (bezpiecznych i niewymagających) w eksploatacji

20 LAT



Wspólnota celów

Powstała przed dwudziestu laty Izba Gospodarcza Gazownictwa skupia podmioty gospodarcze działające na polskim rynku gazowniczym. Do IGG należą działające w Polsce firmy zarówno projektowe, budowlano-montażowe, usługowe, produkcji maszyn i urządzeń, jak i zajmujące się eksploatacją i operatorstwem obiektów gazowniczych oraz handlem gazem ziemnym.

Do największych sukcesów IGG można zaliczyć zintegrowanie w jednej organizacji firm o zróżnicowanych interesach i dążeniach oraz zbudowanie przekonania, że podstawowe cele mogą być realizowane razem i to na wielu obszarach działania. Jako przykłady tych działań można wymienić:

- wpisanie IGG na listę podmiotów opiniujących projekty państwowych przepisów prawa energetycznego, budowlanego i ochrony środowiska,
- opracowywanie i wdrażanie standardów i wytycznych technicznych do stosowania w branży,
- cykliczne organizowanie targów techniki gazowniczej EXPO-GAS i konferencji technicznych,

– wydawanie już od 2004 roku czasopisma „Przegląd Gazowniczy”, ukazującego się w cyklach kwartalnych.

W opiniowaniu projektów przepisów prawa firmy członkowskie IGG mają możliwość przedstawiania swoich interesów i punktu widzenia w wypracowanym wspólnym stanowisku.

W opracowaniu standardów technicznych IGG udział biorą zespoły specjalistów desygnowanych w tym celu przez firmy członkowskie. Dla wyrażenia stanowiska wykorzystywane są tu również rozwiązania techniczne i doświadczenia z innych krajów Unii Europejskiej.

Uczestnictwo w targach techniki gazowniczej EXPO-GAS i konferencjach technicznych umożliwia zarówno członkom IGG, jak i podmiotom zagranicznym w nich uczestniczącym zaprezentowanie swoich wyrobów, usług i osiągnięć oraz przedstawienie ich nowoczesności i zalet. Umożliwia również rozpoznanie, co proponuje konkurencja, pobudzając ich do własnych zadań, nawiązywania kontaktów i podejmowania wspólnych działań biznesowych.

Z targów i konferencji wypracowywane są wnioski i postulaty, które przekazywane są zarówno członkom IGG, jak i władzom państwowym.

Janusz Tokarzewski

komorach paleniskowych, bloki na stosunkowo niskie parametry (często walczakowe, co także jest prostsze podczas pracy kotła) i w dodatku używano ich raczej przy stałych obciążeniach. Obecnie, w nowoczesnych typach bloków energetycznych na węgiel, wymagane są: elastyczna praca (różne obciążenia), bardzo wysokie parametry, wysoka sprawność (kotły przepływowe) oraz optymalizacja cenowa (mniej materiałów, wymiary dokładnie „w punkt”).

Eksploatacja kotłów węglowych w Polsce i możliwość wspierania OZE

Wskutek zmiennego obciążania (obecnie widać już, jak działa system przy pracy OZE, a mamy tylko około 14% całkowitej produkcji) bloki węglowe nominalnie pracujące jako jednostki podstawowe (zwłaszcza te o mocach prawie 1000 MW) muszą często (nawet w trybach dobowych) obniżać punkt pracy do minimum technicznego, aby następnie pracować na maksimum w innej części dnia. W praktyce bardzo często działają więc w reżimach dynamicznych i przy dużej liczbie odstawień i uruchomień, a to znacznie bardziej wymagające. Ten problem jest szczególnie widoczny w dni świąteczne, o niskim zapotrzebowaniu na ener-

W przeszłości budowano kotły energetyczne na węgiel przystosowane do spalania różnych typów paliwa, często o przewymiarowanych (bezpiecznych i niewymagających) w eksploatacji komorach paleniskowych i w dodatku używano ich raczej przy stałych obciążeniach. Obecnie, w nowoczesnych typach bloków energetycznych na węgiel, wymagane są: elastyczna praca (różne obciążenia), bardzo wysokie parametry, wysoka sprawność (kotły przepływowe) oraz optymalizacja cenowa (mniej materiałów, wymiary dokładnie „w punkt”).

gię. Pojawia się zmienny skład paliwa (przez problemy z dostawami), w elektrowniach rozwiązywany w różny sposób (oczywiście, chodzi o węgiel kamienny) i nie zawsze udaje się utrzymać stałą i jednorodną jakość paliwa podawanego do kotła.

Od czasu wprowadzania bloków węglowych nowej generacji (na początek konstrukcje w elektrowni Łagisza czy Bełchatów II), a następnie nowych bloków około 2018 roku, naturalne były częste problemy eksploatacyjne i zmniejszone wskaźniki dyspozycyjności (szczególnie po wprowadzeniu do eksploatacji), w większości przypadków rozwiązywane, chociaż nowe kotły potrafią być „kapryśne”. Dawne kotły, zwykle przewymiarowane [tu najlepszym przykładem są bloki 200 MW w Polańcu – wyjątkowo według projektów rosyjskich (radzieckich), a nie polskich – z bardzo dużymi komorami paleniskowymi, bo w ZSRR były różne problemy z jakością i stabilnością jednego typu węgla] nadal pracują, a nawet są upgradowane (np. projekt 200+), bo są dość odporne na zmiany obciążenia i mogą służyć jako element elastyczności systemu energetycznego.

Możliwa jest tu analogia samochodowa – nowe typy aut są coraz wygodniejsze, bardziej oszczędne i dużo większe, ale mające wyrafinowane silniki, wymagające dobrego paliwa, a zawieszania raczej na dobre, asfaltowe drogi. Problemy mogą

wystąpić, jeśli te samochody będą eksploatowane na wertepach lub w nietypowy sposób (a tak zmienia się system energetyczny) – wtedy mogą być awaryjne. Nowe auta, eksploatowane w ciężkich warunkach, na trudnych drogach, muszą mieć specjalne konstrukcje, a dostarcza je coraz mniej producentów z odpowiednim doświadczeniem.

Należy po prostu uwzględnić to w transformacji energetycznej i przyjąć, że nadszedł koniec epoki wielkich bloków węglowych (trzeba optymalnie wykorzystać te, które mamy, w perspektywie do lat 2040–2045), a jednocześnie szybko zmieniać energetykę (która, wykorzystując OZE, będzie miała jeszcze większe wymagania), między innymi kontynuując zmianę na paliwo gazowe i mając więcej mocy w magazynach energii.

Elektrownie gazowe i magazyny – naturalna droga do transformacji

Na tym tle jednostki gazowe charakteryzują się o wiele lepszymi parametrami dla elastycznej i zmiennej pracy. Turbiny gazowe to idealne jednostki awaryjne i szczytowe (taka jest ich podstawowa rola), z błyskawicznym rozruchem (od kilkudziesięciu sekund przy małych turbinach backupowych do kilkudziesięciu minut w przypadku dużych turbin gazowych) dla wejścia na 100% obciążenia, podczas gdy bloki węglowe potrzebują na to od kilku (stan gorący) do nawet 8–10 godzin (rozruch ze stanu zimnego – najbardziej przystosowane bloki 200 MW w programie 200+ około 5 godzin). Parametry rozruchowe są także lepsze w układach kombinowanych i wszystkie jednostki gazowe mają szerszy zakres regulacji (niższe minimum obciążenia). Zmiana obciążeń może zachodzić przy większych gradientach mocy (4–6%), a w przypadku bloków gazowo-parowych nie ma tak dużych problemów eksploatacyjnych jak przy generacji węglowej.

Obecnie generacja gazowa wraz z baterijnymi magazynami energii staje się coraz lepszym wsparciem nawet rozbudowanej pracy OZE (idealnie, jeśli ma także w zapasie elektrownie szczytowo-pompowe), łącznie zapewniając elastyczność zarówno krótkoterminową (ale ekstremalnie szybko), jak i duże zapasy zmiennej mocy w dłuższym czasie. Turbiny gazowe (w zamierzeniach i projektach światowych producentów) mają spalać wodór (obecnie w niektórych modelach turbin jest to możliwe do około 30% objętościowo (tj. 13–15% energii w paliwie). Plany do 2030 roku zakładają wprowadzenie do eksploatacji dużych jednostek gazowych całkowicie zasilanych wodorem. Jeśli udałoby się zrealizować te projekty, a dodatkowo zostałyby opracowane efektywne elektroliza w dużej skali lub przemysłowe systemy CCS dla produkcji niebieskiego wodoru, to taka kombinacja stałaby się planowaną podstawą transformacji energetycznej w kolejnej dekadzie.

Dlatego więc dalej konwertujemy węgiel na gaz (nie zważając na naciski lobbystyczne), patrząc długoterminowo na strategię transformacji sektora. Niestety, węgiel nie może być nadal podstawą wspomagania OZE (tej roli nie spełni również energetyka jądrowa z uwagi na jeszcze większe problemy ze zmiennością obciążeń). Potrzebujemy jednostek szybkich, elastycznych i „zwinnych”, a to obecnie zapewniają tylko technologie gazowe, które już za dekadę mogą być technologiami wodorowymi.

Prof. Konrad Świrski, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska, prezes Transition Technologies SA

Dlaczego Parlament Europejski ma rację w sprawie charakterystyki energetycznej budynków

Janusz Starościk

Pod koniec lutego 2023 roku posłowie do Parlamentu Europejskiego przyjęli sprawozdanie Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE) w sprawie przeglądu dyrektywy dotyczącej charakterystyki energetycznej budynków (EPBD).

Wyraźnie uznając w dekarbonizacji potencjał hybrydowych pomp ciepła i kotłów certyfikowanych do zasilania paliwami odnawialnymi, raport tworzy solidne podstawy zapewniające stopniowe odchodzenie od ogrzewania opartego na paliwach kopalnych, nie pozostawiając równocześnie konsumentów bez niezawodnego i przystępnego cenowo rozwiązania grzewczego.

Sygnatariusze przygotowanego w tej sprawie oświadczenia (Europejskie Stowarzyszenie Biogazowe – EBA, Europejskie Stowarzyszenie Przemysłu Grzewczego – EHI i Stowarzyszenie Dystrybutorów Gazu – GD4S, reprezentujący łańcuch wartości ogrzewania – od producentów energii odnawialnej po operatorów sieci i producentów urządzeń grzewczych – popierają to porozumienie polityczne z kilku powodów:

1. Aby zdekarbonizować trudny do implementacji takich ograniczeń sektor budowlany, potrzebujemy zarówno odnawialnej energii elektrycznej, jak i odnawialnych gazów do ogrzewania.

Zasoby budowlane w całej Unii Europejskiej są zróżnicowane i istnieje wiele sytuacji, w których gazowe rozwiązania grzewcze są dla danej lokalizacji bardziej odpowiednie lub uzupełniające w stosunku do rozwiązań elektrycznych. Nie bez powodu żaden ze scenariuszy osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, w tym długoterminowa strategia UE, nie przewiduje osiągnięcia dekarbonizacji ogrzewania wyłącznie za pomocą energii elektrycznej. Zamiast tego wszyscy widzą wyraźną rolę dla uzupełniających się rozwiązań, w tym instalacji hybrydowych wykorzystujących różne źródła ciepła, takie jak między innymi hybrydowe pompy ciepła i kotły zasilane gazami odnawialnymi.

Rozwiązania te są obecnie przystępne cenowo, dojrzałe i skalowalne. Wspieranie takich technologii pozwoli uzupełnić elektryfikację ogrzewania, ograniczając rosnącą presję na system elektroenergetyczny, a jednocześnie pozostanie dostępne dla konsumentów i przyczyni się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

2. Wszystkie technologie grzewcze przechodzą z paliw kopalnych na energię odnawialną.

Dopuszczenie hybrydowych pomp ciepła i kotłów zasilanych gazem odnawialnym w europejskiej, długoterminowej

strategii dekarbonizacji ogrzewania nie powoduje żadnego uzależnienia od paliw kopalnych. Wręcz przeciwnie. Ponieważ technologie te są w pełni kompatybilne i gotowe do przejścia na gazy odnawialne, mają do odegrania wyraźną rolę w stopniowym wycofywaniu gazu kopalnego do 2050 roku i osiągnięciu celów klimatycznych UE.

Produkcja gazów odnawialnych, takich jak biometan, szybko rośnie w całej Europie. RePowerEU wyznaczył cel 35 mld m³ biometanu do 2030 roku, co stanowi ponad 40% obecnego zużycia gazu w gospodarstwach domowych. Potencjał biometanu i wodoru wystarczy, aby zastąpić zużycie gazu kopalnego w przyszłym zużyciu energii do ogrzewania, pozostawiając jeszcze dodatkowo wystarczające ilości do wykorzystania dla innych, trudnych do ograniczenia zużycia gazu sektorów.

Utrzymanie możliwości instalowania hybrydowych pomp ciepła i kotłów certyfikowanych do zasilania gazami odnawialnymi jest zatem spójnym podejściem, które ułatwia przenikanie gazów odnawialnych do budynków, tam gdzie i kiedy są one najbardziej korzystne.

3. Szeroki mix technologii grzewczych przynosi korzyści wszystkim europejskim konsumentom

Hybrydowe pompy ciepła i technologie certyfikowane do zasilania gazami odnawialnymi mają niższe początkowe koszty inwestycji i wspierają renowację budynków i ich systemów grzewczych krok po kroku, dzięki czemu termomodernizacja jest na ogół bardziej przystępna cenowo, zwłaszcza dla gospodarstw domowych wrażliwych pod względem możliwości finansowych. Podejście oparte na strategii dekarbonizacji, oparte na wykorzystaniu palety dostępnych technologii grzewczych, dobieranych w zależności od lokalnych warunków, łączy wykonalność ścieżek dekarbonizacji ogrzewania w zależności od możliwości finansowych obywateli UE i różnych możliwości w ogrzewanych budynkach.

Zapewniając dostosowane do potrzeb rozwiązania grzewcze dla każdego konsumenta w celu ogrzewania domów, gotowania posiłków i wykorzystania do utrzymania higieny, przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych, jest najbardziej odpowiednim podejściem do osiągnięcia szybkiej i opłacalnej dekarbonizacji sektora budowlanego.

Janusz Starościk, prezes zarządu Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych

Rozmowa z
dr. inż. Andrzejem Ziótkowskim,
 prezesem Urzędu Dozoru
 Technicznego



Światowe trendy rozwojowe w zakresie metod diagnostycznych, badawczych i pomiarowych

Jakie jest główne zadanie UDT? I jak to wygląda w energetyce?

Przed pandemią odpowiedź na to pytanie byłaby stosunkowo prosta. Jednak teraz świat funkcjonuje w zupełnie innych warunkach. Covid, wojna w Ukrainie, kryzys gospodarczy i zmiany klimatyczne – te doświadczenia burzą poczucie bezpieczeństwa, co oznacza, że jego potrzeba i świadomość jest o wiele większa niż wcześniej, a co za tym idzie – rosną wymagania w stosunku do takich jednostek inspekcyjnych jak UDT. Nasze główne zadanie i misja to dbać o interes państwa i szeroko rozumiane bezpieczeństwo publiczne, które przekłada się na bezpieczeństwo energetyczne, ciągłość działania przedsiębiorstw oraz związane z tym bezpieczeństwo ekonomiczne. Przykładem tego jest nasze zaangażowanie w projekt *Baltic Pipe*, w którym te aspekty się ujawniły. Pełnimy również rolę niezależnej strony trzeciej. W tym przypadku pojawia się bezpieczeństwo, które wpływa na stabilizację i wizerunek.

Wewnętrzne badania pokazują, że udział w zapewnianiu bezpieczeństwa publicznego dla pracowników UDT jest jednym z najsilniejszych motywatorów zawodowych. Zależy nam na tym, aby nasi klienci, do których należą największe spółki energetyczne w Polsce, mieli poczucie, że inspektorzy UDT dbają o bezpieczeństwo zarówno pracowników klienta, jak i odbiorców końcowych korzystających z wytwarzanej przez nich energii czy ciepła.

Z energetyką konwencjonalną i branżą gazowniczą jesteśmy związani od początku naszego istnienia, kiedy powołane zostało Warszawskie Stowarzyszenie dla Dozoru nad Kotłami Parowymi. Nasi inspektorzy znają każde urządzenie podlegające pod dozór w polskich elektrociepłowniach i elektrowniach

i dbają o to, aby działały sprawnie, wydajnie i jak najdłużej. Oczywiście pod nienegocjowalnym warunkiem – przede wszystkim muszą być bezpieczne. Mamy świadomość, że te urządzenia się starzeją, a energetyka musi podlegać transformacji, dlatego mocno angażujemy się w energetykę odnawialną, a w niedalekiej przyszłości będziemy zajmować się również energetyką jądrową.

Bierzemy czynny udział w transformacji energetycznej, ponieważ rozumiemy wagę czystej energii i jakości środowiska naturalnego dla przyszłych pokoleń, ale i w tym obszarze nie zapominamy o kwestiach związanych z bezpieczeństwem. Dlatego przeprowadzamy m.in. inspekcje urządzeń na farmach wiatrowych. Wkrótce minie 10. rocznica wdrożenia w UDT systemu certyfikacji instalatorów pięciu rodzajów odnawialnych źródeł energii, w tym systemów fotowoltaicznych i pomp ciepła oraz akredytowania ośrodków szkoleniowych. Przeprowadziliśmy w tym czasie ponad 130 akredytacji organizatorów szkoleń i wydaliśmy ponad 8 tys. certyfikatów instalatora OZE. Kontrolujemy również przedsiębiorców oraz nadzorujemy ośrodki szkoleniowe i egzaminacyjne w zakresie fluorowanych gazów cieplarnianych i substancji zubożających warstwę ozonową. Badamy stacje ładowania samochodów elektrycznych, zapewniając bezpieczną eksploatację tych urządzeń.

Jednocześnie cały czas wspieramy branżę gazowniczą, która coraz bardziej się zazielenia.

Nasi eksperci dokonywali oceny technicznej lądowego odcinka wspomnianego wcześniej gazociągu *Baltic Pipe*. Rurociągi te w przyszłości będą mogły transportować zarówno mieszaniny zielonego wodoru, jak i zielony wodór w czystej postaci. Ponadto, eksperci UDT są czynnie zaangażowani w prace projektowe i ścisłą współpracę z firmami gazowni-

czymi w kraju, których celem jest wypracowanie stanowiska w zakresie możliwości wykorzystania infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, z domieszką zielonego wodoru.

Dla firm gazowniczych przeprowadzamy również wiele badań laboratoryjnych, w tym badania materiałowe, np. wytrzymałości, twardości czy mikrostruktury z wykorzystaniem mikroskopu skaningowego. Wykonujemy także badania w terenie, bezpośrednio na urządzeniach operatorów w sposób, który nie narusza ich integralności, wykorzystując tzw. badania nieniszczące. Dzięki laboratoriom mobilnym jesteśmy przygotowani do wykonywania tego typu badań na terenie całego kraju. Niektóre z nich są wyposażone w unikalny sprzęt badawczy, umożliwiający np. wykonanie pomiarów grubości elementów rurociągów bez konieczności zdejmowania z nich izolacji. Kolejną, bardzo ciekawą stosowaną przez UDT metodą badawczą jest metoda emisji akustycznej. Umożliwia ona wykrywanie pęknięć w badanych elementach z pewnej odległości. Należy podkreślić, że badania są wykonywane przez wykwalifikowany i certyfikowany personel badawczy.

Wspomniał pan o energetyce jądrowej. To ogromne wyzwanie, jak UDT zamierza mu sprostać?

Polsce ta energetyka zapewni dodatkowe, stabilne źródło energii, neutralne dla klimatu. Mając to na uwadze, a także zmiany klimatyczne, UDT konsekwentnie przygotowuje się do nadzoru urządzeń technicznych w elektrowni jądrowej. Współpracujemy z kluczowymi instytucjami, między innymi

Rozwój przemysłu wymaga od nas podejścia holistycznego, dlatego dbamy o bezpieczeństwo nie tylko całych instalacji, ale również infrastruktury towarzyszącej. Wykonujemy też audyty cyberbezpieczeństwa.

z Państwową Agencją Atomistyki, aby wspólnie wypracować podział odpowiedzialności i zadań przy tym projekcie.

Trzon naszego zespołu stanowi prawie tysiąc trzystu wysoko wyspecjalizowanych inżynierów zajmujących się bezpieczeństwem urządzeń technicznych. Dzięki doświadczeniu, jakie zdobyliśmy i zdobywamy codziennie przy przeprowadzaniu inspekcji, jesteśmy w stanie bardzo dobrze przygotować się do badania urządzeń technicznych, które będą pracować w polskich elektrowniach jądrowych.

Obecnie koncentrujemy się na jak najlepszym wyszkoleniu kadry: wysyłamy pracowników na zagraniczne staże i studia w Polsce. Analizujemy różne technologie, w tym proces licencjonowania i nadzoru budowy reaktora jądrowego. Przygotowujemy procedury, które pozwolą przystosować kulturę bezpieczeństwa, tzw. *safety culture* w UDT do wymaganej dla jednostek i personelu mającego wpływ na niezawodność eksploatacyjną i bezpieczeństwo obiektów jądrowych. Nasza działalność stanowi jeden z elementów zapewniających spełnienie wymagań bezpieczeństwa – począwszy od fazy projektowania elektrowni jądrowej, następnie w trakcie budowy, rozruchu i eksploatacji, a skończywszy na likwidacji. Współpracujemy ze światem nauki i rozwijamy laboratorium zaawansowanych

technik badawczych. Są to techniki, które na pewno mogą być wykorzystywane w energetyce atomowej.

Bezpieczeństwo to zarządzanie ryzykiem. Co w tym kierunku robi UDT?

W ostatnim okresie odnotowujemy w Polsce wzrost inwestycji związanych z budową nowych obiektów infrastruktury krytycznej. Oprócz oczywistych korzyści wynikających z tych inwestycji nie możemy zapominać o zagrożeniach, które wpisane są w eksploatację takich obiektów. Jednym ze sposobów zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa są analizy zagrożeń i ryzyka. Umożliwiają one już na wczesnym etapie planowania inwestycji identyfikację zagrożeń, a także ich minimalizowanie czy eliminację. Dla instalacji natomiast – w związku z dużą złożonością prowadzonych w nich procesów technologicznych – nie ma norm, które obejmowałyby kompleksowe wymagania dotyczące ich projektowania i sposobu zabezpieczenia. Silne wsparcie dla przedsiębiorców stanowi tu nasza jednostka ekspercka UDT-CERT, która wykonuje analizy zagrożeń i oceny ryzyka takimi metodami jak PHA – Wstępna Analiza Zagrożeń, HAZOP – Analiza Zagrożeń i Zdolności Operacyjnych, LOPA – Analiza Warstw Zabezpieczeń, FTA – Analiza Drzewa Błędów czy ETA – Analiza Drzewa Zdarzeń. Rozwój przemysłu wymaga od nas podejścia holistycznego, dlatego dbamy o bezpieczeństwo nie tylko całych instalacji, ale również infrastruktury towarzyszącej, w tym układów IT. UDT przeprowadza też audyty cyberbezpieczeństwa, co obecnie – w trakcie możliwych zagrożeń związanych z wojną w Ukrainie – jest szczególnie istotne.

Czy zadania podejmowane przez UDT są dedykowane wyłącznie wyzwaniom technicznym i technologicznym, czy mają służyć również bezpieczeństwu i jakości produktów i usług, a także środowisku?

Bezpieczeństwo widzimy w znacznie szerszej perspektywie – ESG. Pomagamy klientom zbadać ich ślad węglowy, efektywność wodną i energetyczną. Innymi słowy, wspieramy ich na ścieżce rozwojowej, tak aby stawali się coraz bardziej odpowiedzialni względem naszej planety, ludzi i środowiska. To przekłada się również na zmiany zachodzące w UDT w kontekście szeroko rozumianego pojęcia, jakim jest zrównoważony rozwój i dobrostan pracowników. Zachęcamy do oszczędzania energii, korzystania z niskoemisyjnych środków transportu i prowadzimy programy o charakterze *wellbeing*. ESG wyznacza nam kierunek rozwoju, dzięki któremu stajemy się firmą nowoczesną i świadomą wyzwań cywilizacyjnych.

Jeśli chodzi o inne wyzwania, to w strukturze UDT działa Departament Innowacji i Rozwoju, do którego zadań należy rozpoznawanie i wdrażanie nowych metod i technik badawczych i inspekcyjnych. Nasi eksperci na bieżąco analizują światowe trendy rozwojowe w zakresie metod diagnostycznych, badawczych i pomiarowych, które mogą znaleźć zastosowanie w naszej działalności w Polsce. Badają przydatność innowacyjnych metod, poziom ich złożoności oraz metodologię prowadzenia badań. Jeśli wyniki przeprowadzonych analiz są korzystne, metody trafiają do katalogu usług eksperckich urzędu kierowanych do przedsiębiorców.

Rozmawiał **Adam Cymer**

XX-lecie Izby Gospodarczej Gazownictwa

Teresa Laskowska

W 2002 roku w środowisku gazowniczym pojawiła się inicjatywa powołania Izby Gospodarczej Gazownictwa. Zainteresowanie tym projektem było tak duże, że już 23 stycznia 2003 roku odbyło się walne zebranie założycieli, które przyjęło statut i wybrało władze statutowe IGG. W momencie rejestracji IGG zrzeszała 104 firmy założycielskie. Obecnie do IGG należy ponad 170 podmiotów ze świata biznesu i nauki. Izba jest organizacją samorządową, działającą na mocy ustawy o izbach gospodarczych.

Powołaniem IGG jest kreowanie wspólnoty firm członkowskich operujących na rynku paliw gazowych o bardzo zróżnicowanym profilu działalności, obejmującym między innymi wydobywanie, obrót i sprzedaż gazu, dystrybucję i magazynowanie oraz sprzedaż produktów i usług wykorzystywanych w przemyśle gazowniczym i paliwowym.

Od początku istnienia IGG inicjowała programy i projekty systemowych rozwiązań dla gazownictwa i rynku energii zarówno w zakresie legislacji, jak i organizowania rynku. Tak było w przypadku planowanych uregulowań prawnych dotyczących realizacji inwestycji celu publicznego, tak było również w sprawie uregulowania prawnego systemu wsparcia dla kogeneracji.

Przez lata IGG podejmowała inicjatywę uchwalenia odrębnych ustaw niezależnych na przykład dla sektora gazownictwa poprzez projekty prawa gazowego czy ustawy o inwestycjach liniowych, tzw. ustawy korytarzowej. Dorobek XV-lecia IGG opisany został w nr. 1/2018 „Przeglądu Gazowniczego”. Wiele inicjatyw legislacyjnych podejmowano również w ostatnim czasie, przedstawiając uzasadnienia do zmiany rozporządzenia dotyczącego metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku czy rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, a także rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Ostatnie dwa lata to działania nad zmianą prawa energetycznego w zakresie wodoru.

Trwają również prace nad zaproponowanymi przez IGG zmianami rozporządzenia dotyczącego samoobsługowego tankowania CNG oraz nad opracowaniem nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu. Nadal ważnym rozporządzeniem, którego termin obowiązywania przedłużony został do września 2024 roku, jest rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Prace nad tym dokumentem trwają od 2019 roku i do Ministerstwa Klimatu i Środowiska w 2020 roku IGG przekazała kolejny projekt rozporządzenia. Zintensyfikowane działania w ostatnich dwóch latach pozwoliły na przyjęcie przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii dodatkowych uzasadnień, które wpłynęły na ciągłość obowiązującego dokumentu.

Sektor gazu, paliw i energii to jeden z największych i najważniejszych sektorów globalnej gospodarki. W większości krajów jest to sektor strategiczny. Kluczowe trendy do bycia bardziej efektywnym i środowiskowo przyjaznym warunkowane są aspek-

tami ekonomicznymi, ekologicznymi i społecznymi. Zachodzące na naszych oczach zmiany klimatu bardziej niż kiedykolwiek wyznaczają nam potrzebę zielonej, zrównoważonej energii. Cały sektor podjął wyzwania, poszukując innowacyjnych rozwiązań i transformacji modeli biznesowych oraz zmiany struktury energetycznej, w ramach których istotne jest podniesienie efektywności technicznej infrastruktury, na co pozwala budowa inteligentnych sieci umożliwiających integrację wszystkich uczestników systemu energetycznego.

Zarówno transformacja energetyczna, jak i ostatnie wydarzenia światowe o charakterze geopolitycznym sprawiły, że IGG określiła pięć obszarów strategicznych, uwzględniających rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego i jako surowca:

- tradycyjnych paliw węglowodorowych, ze szczególną rolą LNG i CNG,
- wodorowy,
- paliw alternatywnych – biogaz/biometan, bioLNG, bioCNG i SNG (gaz syntetyczny),
- CCS/CCU – transportu magazynowania i wykorzystania dwutlenku węgla (CO₂),
- emisji metanu.

Po połączeniu PGNiG z ORLENEM nowego znaczenia nabrał obszar emisji – tu dotychczasowe rozwiązania, wypracowane przez Komitet Standardu Technicznego IGG dla branży gazowniczej, muszą być rozszerzane dla koncernu multienergetycznego.

Sektor gazu, paliw i energii ma wpływ na inne obszary, zwłaszcza na branżę chemiczną czy motoryzacyjną. Zasięg globalny i optymistyczne prognozy stałego wzrostu popytu na paliwa gazowe wcale nie oznaczają, że sektor nie mierzy się z wieloma wyzwaniami. Najważniejsze z nich to redukcja emisji gazów cieplarnianych i walka z globalnym ociepleniem. Aby osiągnąć cel wyznaczony w porozumieniu paryskim, jakim jest utrzymanie wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie poniżej 2°C względem poziomu sprzed epoki przemysłowej, do 2050 roku trzeba wprowadzić znaczącą zmianę w miksie energetycznym.

Gaz ziemny podczas produkcji energii generuje ponad 60% mniej CO₂, praktycznie nie emituje SO₂, pyłów zawieszonych PM 10, PM 2,5 oraz ogranicza emisję NO_x o ponad 80% w stosunku do dotychczasowych źródeł węglowych, jednak jest paliwem kopalnym i – zgodnie z polityką UE – wymaga dekarbonizacji. W tym kontekście zakładana jest realizacja działań, które mają przyczynić się do osiągnięcia założonych przez UE celów energetycznych na poziomie krajowym. Dlatego w ostatnich kilku latach

działania IGG ukierunkowane są na nowe technologie. W zakresie technologii wodorowych prowadzone są badania nad możliwością wykorzystania wodoru jako dodatku do innych surowców energetycznych, takich jak gaz ziemny. Dotychczas wytwarzany wodór z paliw kopalnych powoduje powstanie znaczącego śladu węglowego. Przyszłość należy do „czystego” wodoru, który może być wytwarzany w procesie elektrolizy – metody, która nie pociąga za sobą negatywnych skutków związanych z emisją CO₂ do atmosfery.

Izba już w 2019 roku uznała potrzebę rozpoczęcia działań związanych z wykorzystaniem wodoru, powołując Grupę Ekspertów ds. Wodoru. Wiedza ekspercka zespołu pozwoliła na wypracowanie stanowiska branży dla ministerstw, urzędów, organizacji krajowych i zagranicznych. Grupa współpracuje w stymulacji prac badawczych, tworzeniu bazy wiedzy, przygotowywaniu programów i uczestnictwie w panelach dyskusyjnych i kongresach IGG.

Opiniowana przez IGG „strategia wodorowa” czy wypracowane analizy o stanie gotowości przemysłu gazowniczego na pojawienie się wodoru jako dodatku do paliwa gazowego rozpracowywanego systemem gazowniczym czy udział w pracach przygotowanego przez ministerstwo porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce to zakres działań IGG na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej. Już w 2020 roku IGG przekazała do ministerstwa założenia rzeczowo-finansowe dla 27 projektów sektora gazowniczego. W kontynuacji tych działań istotnym elementem było przekazanie w 2021 roku do Ministerstwa Klimatu i Środowiska materiału dotyczącego kompleksowych rozwiązań prawnych umożliwiających realizację projektów wodorowych w Polsce, opisujący aktualne regulacje unijne, regulacje polskie oraz propozycje zmian zapisów w obecnie obowiązujących ustawach. Przekazany przez ministerstwo do konsultacji projekt ustawy „Prawo energetyczne”, w grudniu 2022 roku został zaopiniowany i uzupełniony o uzasadnienia i propozycje zmian. Prace nad tym ważnym dokumentem oceniamy jako etap końcowy.

Przedstawiciel IGG zasiada w Radzie Koordynacyjnej Porozumienia Wodorowego, powołanego przez ministra klimatu i środowiska, do którego IGG przystąpiła w 2021 roku. Równocześnie, od trzech lat w siedmiu zespołach wodorowych, powołanych przez ministerstwo, zasiada liczna grupa przedstawicieli branży zgłoszonych przez firmy członkowskie IGG. Na wszystkich organizowanych przez IGG w ostatnich latach wydarzeniach programowo analizowany jest postęp przygotowań i stan realizacji programu dla gospodarki wodorowej.

Ukierunkowane działania grupy ekspertów pozwalają na przyjęcie wielu programów tworzonych lokalnie w tzw. dolinach wodorowych. Nasi członkowie tworzą nowe rozwiązania w międzynarodowych konsorcjach, których wyniki prac IGG promuje w „Przeglądzie Gazowniczym”, dostępnym na stronie internetowej i kolportowanym w ośrodkach administracji państwowej, świecie nauki i przemysłu. Kwartalnik podejmuje wiele zagadnień prawnych, gospodarczych i ekonomicznych w kontekście analiz branżowych.

Najważniejsze wyzwania polskiego rynku energetycznego ujęte zostały w strategicznych dokumentach polskiego rządu, jakimi są: „Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do 2020 roku, z perspektywą do 2030 roku”, a ostatnio „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP 2040)” i w ślad za tym wiele dokumentów legislacyjnych, które mają przyczynić się do osiągnięcia integracji wszystkich segmentów systemu energetycznego. Położony nacisk w zakresie pozyskiwania i wykorzystania energii z nowych źródeł (LNG, stabilne OZE) oraz promowanie lokalnych przedsięwzięć opartych na OZE w postaci klastrów energii czy wdrożenie inteligentnej sieci energetycznej, pozwoliły na współdziałanie świata nauki z przemysłem i pozyskanie środków na innowacyjne projekty wdrożeniowe. Poprzez wspólne z NCBR, GAZ-SYSTEM i PGNiG projekty W.P. INGA kontynuowane są rozwiązania, które dzięki opracowaniu nowych technologii, na przykład „nieniszczącego diagnozowania gazociągów w oparciu

dokończenie na str. 36



Grupa Apator to:

- Międzynarodowa grupa producentów urządzeń i systemów pomiarowych
- Dostawca rozwiązań dla automatyzacji pracy sieci elektroenergetycznej
- Twórca rozwiązań dla sektora OZE i z obszaru robotyzacji i automatyzacji



www.apator.com

XX-lecie Izby Gospodarczej

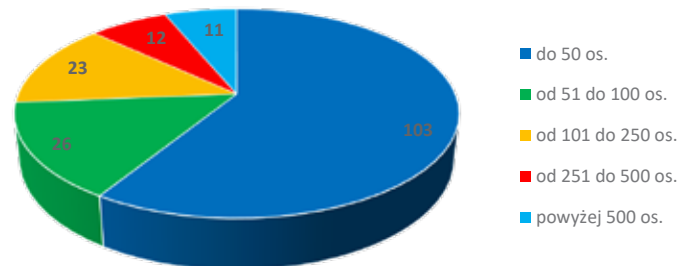


Potrzeba funkcjonowania IGG wynika z tego, że:

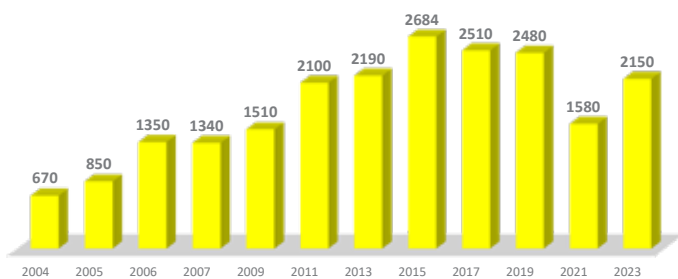
- umożliwia branży wspólny głos w dyskusji na temat legislacji krajowej czy – szerzej – unijnej,
- jest wsparciem we wdrażaniu nowych technik branżowych,
- jest miejscem integracji przedstawicieli branży.

Izba jest wydawcą ukazującego się od 2004 roku „Przeglądu Gazowniczego”, kwartalnika branżowego w nakładzie około 12 000 egzemplarzy rocznie, poświęconego szeroko rozumianemu rynkowi gazowemu w Polsce i na świecie.

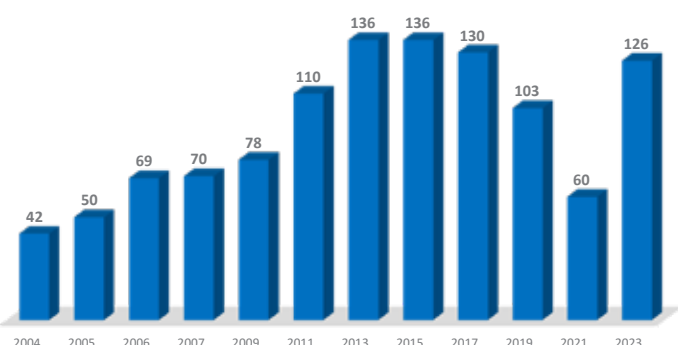
Struktura firm członkowskich według zatrudnienia w 2022 roku



Powierzchnia wystawiennicza Targów EXPO GAS



Liczba wystawców Targów EXPO GAS



KONGRESY POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

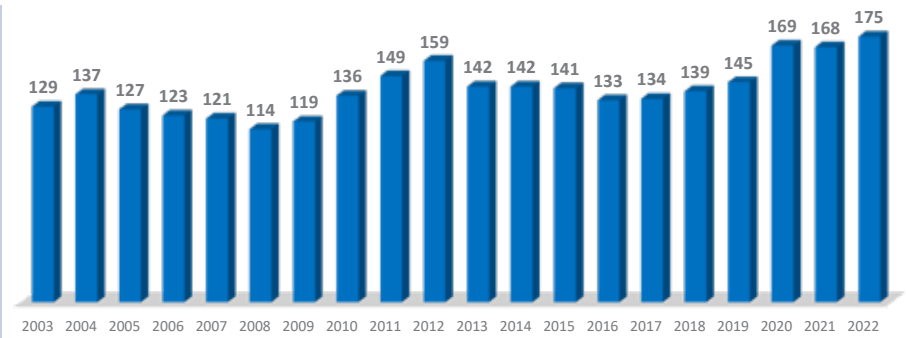


- „Rynek gazu w nowych realiach”, Łódź 27–28 czerwca 2022 roku
- „Perspektywy rozwoju rynku gazu”, Warszawa, 19–20 października 2020 roku
Kongres odbywał się w formule zdalnej.
- „Rynek gazu ziemnego we Polsce – kierunki rozwoju” Łódź, 5–7 kwietnia 2018 roku
- „Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski” Ossa, 25–27 października 2016 roku
- „10 lat w Unii Europejskiej. Kolejne wyzwania dla gazownictwa” Ossa, 23–25 kwietnia 2014 roku
- „Gaz ziemny w energetyce” Ossa, 18–20 kwietnia 2012 roku
- „Gaz ziemny paliwem XXI wieku z uwzględnieniem rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej – kierunki ewolucji i nowe wyzwania” Wiśła, 26–28 października 2010 roku
- „Kierunki rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce” Wiśła, 16–18 kwietnia 2008 roku

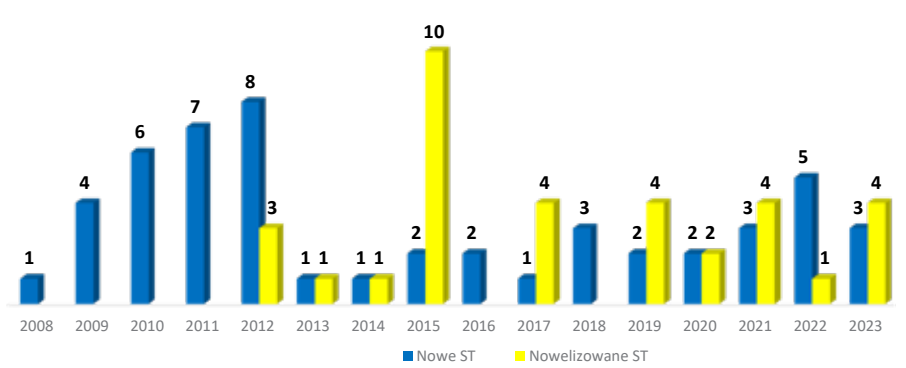
...zej Gazownictwa



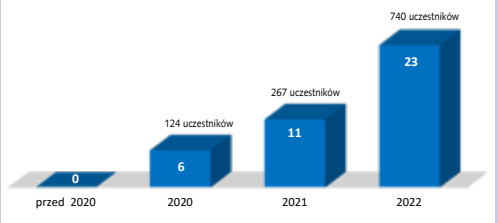
Liczba firm członkowskich IGG w latach 2003–2022



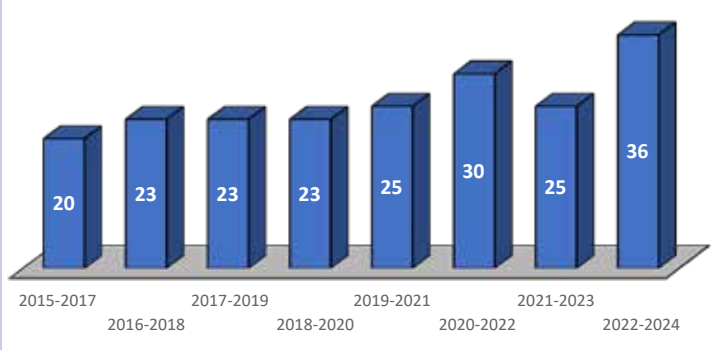
Komitet Standardu Technicznego IGG



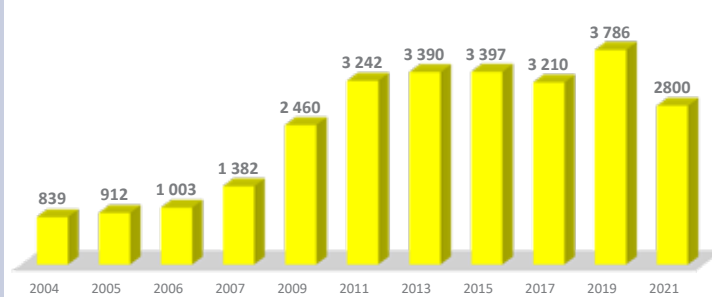
Edukacja – webinary IGG



MBA – liczba studentów



Liczba zwiedzających Targi EXPO GAS



TARGI TECHNIKI GAZOWNICZEJ EXPO-GAS



- Odbývają się w Kielcach co dwa lata.
- Dotychczas odbyło się XI edycji.
- Targom Techniki Gazowniczej EXPO-GAS zawsze towarzyszą:
 - konferencja problemowa,
 - warsztaty z zakresu standaryzacji technicznej i nowych technologii.
- Targi EXPO-GAS odgrywają kluczową rolę w rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego, standaryzacji technicznej i nowych technologii, promując najnowsze osiągnięcia techniczno-technologiczne polskich firm produkcyjnych całego sektora energetycznego.
- Zakres wystawy obejmuje m.in. sieci i urządzenia gazowe, stacje gazowe, odbiorniki gazu, aparaturę kontrolno-pomiarową, automatykę przemysłową dla gazownictwa, tłocznie gazu, urządzenia, materiały i sprzęt do budowy i wyposażenia wszelkiego rodzaju infrastruktury technicznej.
- Najlepsze produkty honorowane są wyróżnieniami komisji konkursowej.

dokończenie ze str. 33

o magnetyczną metodę bezkontaktową i sensory zintegrowane z wykorzystaniem algorytmów uczenia maszynowego”, przyczyniają się do innowacyjnych rozwiązań technicznych i technologii. Izba jest członkiem komitetu sterującego i czynnie uczestniczy w ocenie realizacji tych projektów.

Wdrażany program e-mobility, który jest jednym z obszarów tematycznych dokumentów legislacyjnych związanych z pojazdami napędzanymi takimi źródłami energii jak prąd, gaz czy wodór, wpisuje się w międzynarodowe trendy w zakresie zmiany surowcowej w sektorze transportowym. Coraz więcej pojazdów floty transportu publicznego w kraju jest napędzanych ekologicznym paliwem CNG. Jak wiemy z różnych publikowanych informacji, w 2023 roku jest ich już ponad tysiąc. W realizacji planów rozwoju infrastruktury i budowy stacji CNG w celu zwiększenia wygody konsumentów korzystających z tych rozwiązań, w 2021 roku IGG powołała zespół, który przygotował uzasadnienie i projekt zmian przepisów w zakresie samoobsługowego tankowania pojazdów sprężonych gazem CNG. Uelastycznienie przepisów prawa na istniejących i nowo powstałych stacjach CNG powinno spowodować wzrost popularności paliwa CNG oraz usprawnienie obsługi tankowania pojazdów napędzanych tym paliwem. Przedstawione uzasadnienia biznesowe i bezpieczeństwo samoobsługi stacji CNG pozwalają na optymistyczną ocenę wyników tych prac legislacyjnych.

Wskazany tutaj obszar regulacji to tylko jeden z przykładów. IGG jest bardzo aktywna w tej działalności. Opiniujemy średniorocznie około stu projektów krajowych i europejskich aktów prawnych mających wpływ na branżę gazowniczą. Trudno wyspecyfikować nawet te najważniejsze – o wielu piszemy w „Przeglądzie Gazowniczym”.

Inicjatywami IGG były również działania na rzecz wprowadzania zaproponowanych zmian i rozwiązań w sprawach rozporządzeń dotyczących:

- warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (aktualne rozporządzenie obowiązuje do września 2024 roku); będzie to już druga poważna zmiana tego rozporządzenia przygotowana przez IGG,
- metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku,
- szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego,
- warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie,
- szczegółowych warunków funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu.

Tworzone projekty przepisów przy współpracy powołanych zespołów lub członków IGG to odpowiedź na potrzeby branży, którą reprezentuje nasza organizacja samorządowa.

Poprzez ten zakres działalności, przy współpracy firm członkowskich, wpływamy na porządkowanie krajowego i unijnego systemu prawnego. Najważniejsze konsultowane prawodawstwo unijne to projekty Parlamentu Europejskiego i Rady, takie jak:

- pakiet *Fit for 55*,
- pakiet dotyczący dekarbonizacji rynków wodoru i gazu,
- strategia metanowa,
- dyrektywa dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego,
- dyrektywa o efektywności energetycznej,
- dyrektywa w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych gazu ziemnego i wodoru,

- rozporządzenie w sprawie redukcji metanu w sektorze energetycznym,
- rozporządzenia w zakresie obowiązków związanych z magazynowaniem gazu.

Izba dostrzega ważną rolę biogazu i biometanu w transformacji energetycznej. Zaangażowanie IGG rozpoczęliśmy od powołania zespołu, który opracował propozycje rozwiązań dla branży. Ich implementacja do krajowego porządku prawnego ma umożliwić rozwój rynku biometanu w Polsce w celu wykorzystania biometanu w krajowym bilansie energetycznym. Konkretnie propozycje rozwiązań zniwelowania zdiagnozowanych ryzyk przekazane zostały do MKiŚ. Włączenie IGG jako członka porozumienia do współpracy na rzecz rozwoju biogazu i biometanu w listopadzie 2021 roku pozwoliło na wypracowanie rekomendacji dla zagadnień technicznych, organizacyjnych i finansowych w infrastrukturze gazowej. Do powołanych przez MKiŚ ośmiu zespołów IGG włączyła znaczne grono przedstawicieli firm zrzeszonych w organizacji, spośród których część pełni funkcje przewodniczących zespołów roboczych. Decyzją ministerstwa powołano również przedstawiciela IGG do rady programowej. Działania z zakresu standaryzacji biogazu/biometanu ujęte są w części standaryzacji technicznej. Obecnie IGG podejmuje wiele nowych inicjatyw poprzez powołane Centrum Nowych Technologii.

Rozwój branży realizowany jest też z wykorzystaniem kolejnych funduszy unijnych. Nadal pracujemy nad perspektywą budżetową 2021–2027. Prace nad przygotowaniem tej perspektywy koncentrowały się na zabezpieczeniu interesów branży w ramach budżetu polityki spójności oraz przygotowania przedsiębiorstw gazowniczych do pozyskania środków unijnych. Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko na lata 2021–2027 (FEnIKS), z którego mamy możliwość uzyskać finanse na infrastrukturę paliw gazowych, wynosi 700 mln euro. Program przyjęty na początku 2022 roku przez Radę Ministrów, zatwierdzony 6.10.2022 roku przez Komisję Europejską, pozwala nam na realizację planów inwestycyjnych w zakresie zastąpienia instalacji obecnie zasilanych paliwami kopalnymi nowymi jednostkami zasilanymi paliwami gazowymi. Z tych środków będzie realizowana infrastruktura dedykowana przesyłowi i dystrybucji gazów zdekarbonizowanych, w tym biometanu lub wodoru. W 2023 roku IGG pracuje nad przygotowaniem szczegółowych kryteriów wyboru dla projektów sektora gazowego, a także wniosków w zakresie naboru projektów z sektora gazu.

Zespół Dobrych Praktyk przy IGG wypracował „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej”. Kodeks, będący zbiorem spójnych i przejrzystych zasad i regulacji koniecznych dla prawidłowej współpracy stron w procesie przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych, zawiera wytyczne i rekomendacje dla wybranych zagadnień lub etapów budowy, z uwzględnieniem fazy planowania modelu inwestycji, przygotowania przetargu, planowania modelu współpracy, projektowania oraz prowadzenia prac budowlanych. Kodeks zawiera również opis ryzyk finansowych, podatkowych i innych. Jego znaczenie rośnie w czasach niepewności politycznej i biznesowej.

Kluczową działalnością Izby Gospodarczej Gazownictwa na rzecz polskiej branży gazowniczej jest opracowywanie powszechnie wykorzystywanych standardów technicznych. W Polsce tylko IGG prowadzi dla swojej branży tak niezwykle ważną techniczną działalność. Dokumenty standaryzacyjne tworzone są w sytuacji, gdy brakuje rozwiązań normatywnych lub są one niewystarczające, dzięki czemu porządkują system regulacji, ujednolicając wymagania techniczne dla

całej branży. Standaryzacja techniczna zamienia na rozwiązania standaryzacyjne nowe techniki, technologie i inne rozwiązania techniczne, z uwzględnieniem ich wcześniejszej weryfikacji i/lub sprawdzenia. Wydawane dokumenty standaryzacyjne są aktualizowane, tak aby na bieżąco uwzględniały najnowsze rozwiązania techniczne i organizacyjne oraz spełniały aktualne wymagania.

Obecnie są 53 dokumenty standaryzacyjne, a w ostatnim okresie zespoły robocze działające przy KST podjęły wyzwanie polegające na opracowaniu niezwykle ważnych dla dalszego rozwoju branży gazowniczej zagadnień związanych z:

- 1) obszarem wodorowym – na ukończeniu jest opracowanie standardu dotyczącego dodawania wodoru do gazu ziemnego,
- 2) obszarem biogazu i biometanu – opracowano standard określający kryteria jakościowe, jakie powinien spełniać biometan, obecnie realizowane są prace dotyczące przyłączania biometanu do sieci gazowej, kryteriów jakościowych dla bioLNG i bioCNG oraz warunków technicznych dla sieci biogazu,
- 3) obszarem emisji CO₂ – wypracowywane są rozwiązania dla transportu, magazynowania i wykorzystania CO₂,
- 4) obszarem emisji metanu – przygotowany został standard dotyczący nowego podejścia do szacowania emisji, które jest wynikiem unijnych wymagań, rozpoczynają się też prace dotyczące kontroli sieci gazowej za pomocą bezałogowych statków powietrznych – nowe techniki detekcyjne służące utrzymaniu szczelności infrastruktury gazowej.

Dokumenty standaryzacyjne powstają na bazie wiedzy i doświadczeń osób od lat pracujących w branży gazowniczej i stanowią niezwykle istotny dorobek całego sektora.

Izba wydaje również coroczny „Biuletyn Techniczny” będący kompendium wiedzy legislacyjnej z zakresu regulacji państwowej, normalizacyjnej i standaryzacyjnej.

Nie wszystkie prace zespołów i nasze działania zostały przedstawione w tym artykule, zabrakło informacji o działaniach Zespołu Konsultacyjnego ds. Rynku, Energii i Gazu, powołanego w 2020 roku czy znaczenia pracy w Komitecie ds. Ryzyka przy Izbie Rozliczeniowej Giełd Towarowych. Nie przybliżono też pracy zespołów technicznych powołanych w celu przygotowania określonych czasowo potrzeb. Sądzę, że nie będzie mi uznane za złe pominięcie działań promocyjnych naszych członków. Skupiłam się na najbardziej znaczących w obecnej sytuacji gospodarczej zadaniach, realizowanych przez IGG. Takie działania jak kongresy, targi, konferencje czy sympozja, służące wymianie poglądów, opinii i debat nad najważniejszymi wyzwaniami branży, są miejscem integracji środowiska; piszemy też o nich na łamach „Przeglądu Gazowniczego”. Organizowane szkolenia, warsztaty techniczne czy webinary oraz autorski program studiów MBA to zakres szerokiej edukacji dla branży. Propagowanie polubownych rozwiązań sporów poprzez Ośrodek Mediacji Gospodarczej czy Sąd Arbitrażowy to odrębny zakres naszej wieloletniej działalności. Przedstawiając w skrócie działalność IGG, podkreśliłyśmy, że naszą siłą są nasi członkowie. Aktywność Izby Gospodarczej Gazownictwa sprawiła, że obecnie liczy ona ponad 170 członków.

Dziękujemy za dobrą współpracę administracji państwowej, która włączyła nas w wiele prac legislacyjnych i zmian prawa.

Szczególnie dziękujemy za uznanie naszych wspólnych wysiłków na rzecz rozwoju branży naszym członkom, którzy w grupie ponad 200 osób realizują zadania z zakresu standaryzacji, a w grupie ponad 150 osób uczestniczą w pracach zespołów zadaniowych wspieranych przez środowisko naukowe.

Zintegrowane systemowe zespoły to efekt wspólnych działań pod nazwą Izba Gospodarcza Gazownictwa.

Zapraszamy do współpracy.

Teresa Laskowska
dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa



PIOTR GLINIĄK – wspomnienie

Piotr Gliniak – absolwent Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie. Wydział Biologii i Nauk o Ziemi, specjalność: geologia stratygraficzno-poszukiwawcza, na którym uzyskał tytuł magistra. Ukończył również studia podyplomowe na Akademii Górniczo-Hutniczej z zakresu wiertnictwa oraz w Szkole Głównej Handlowej – studium menedżerskie – zarządzanie spółkami kapitałowymi. Otrzymał stopień Generalnego Dyrektora Górniczego oraz wiele odznaczeń państwowych i branżowych.

Przez wiele lat związany był z firmą w Zakładzie Poszukiwania i Nafcy Gazu w Krakowie, Ośrodku Południe „Geonafca” w Krakowie, a potem w Departamencie Geologii Biuro w Krakowie. W latach 2006–2011 pełnił funkcję dyrektora Departamentu Geologii w Warszawie. W latach 2011–2016 założyciel i jednocześnie prezes firmy Efir Energy, zajmującej się projektowaniem prac poszukiwawczych i eksploatacyjnych na potrzeby krajowego i zagranicznego przemysłu naftowego. W 2016 roku został członkiem zarządu Exalo Drilling.

Miał wieloletnie doświadczenie w zakresie prowadzenia monitoringu wiertniczo-geologicznego, wierceń z wysokimi gradientami ciśnienia, projektowania i dokumentowania prac geologicznych i geofizycznych, analiz ekonomicznych dla potrzeb prowadzenia prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, a także wykonywania analiz geologiczno-złożowych dla potrzeb działalności krajowej i zagranicznej PGNiG SA.

Był autorem ponad 70 projektów, dokumentacji geologicznych i opracowań oraz wielu publikacji w specjalistycznej prasie krajowej i zagranicznej.

Piotr od początku kariery zawodowej w górnictwie naftowym miał nieszlachetne pomysły pozwalające na rozwój sektora poszukiwawczego w Polsce.

Po odkryciach przez Kazimierza Dyjaczynskiego złóż gazu ziemnego w utworach rafowych wapienia cechsztyńskiego zachodniej Polski (Kościan, Brońsko, Wielichowo) stał się wybitnym znawcą utworów jury i kredy południowej Polski. Przyczynił się – z zespołami, którymi kierował – do rozpoznania i udokumentowania wielu budowli organicznych w tych utworach. Jego niespełnionym marzeniem było odkrycie w biohermach węglanowych, rafowych jury i kredy złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

Po 2006 roku, kiedy został powołany na dyrektora Departamentu Poszukiwania Złóż w Warszawie nastąpiła era intensywnych działań w kierunku wyjścia firmy na obszary koncesyjne zlokalizowane poza granicami Polski. Efektem tego były daleko zaawansowane działania w celu pozyskania koncesji w Iranie na wyspie Lawan. Niestety, międzynarodowe sankcje nałożone na ten kraj przekreśliły ten obiecujący projekt.

Wytrwałość Piotra doprowadziła w 2007 roku do wygrania przez PGNiG SA przetargu na prowadzenie prac poszukiwawczych na koncesji Bahariya w Egipcie.

Dzięki Piotrowi firma PGNiG zaczęła być rozpoznawalna w różnych rejonach świata (takich jak Afryka Północna, Kazachstan, Azerbejdżan, Pakistan, Iran czy Półwysep Arabski).

Piotr doskonale łączył cechy romantycznego odkrywcy i pragmatyka. Rozumiał przy tym biznes naftowy jako pracę kompetentnych, interdyscyplinarnych zespołów, nie rezygnując jednocześnie z pozycji ich lidera.

Pozostanie w naszej pamięci jako wspaniały Szef, Kolega i Przyjaciel, który zapisał się złotymi zgłoskami w historii polskiego górnictwa naftowego i gazownictwa.

Odszedł od nas w wieku 62 lat.

Przyjaciele ze środowiska gazowniczego

Dywersyfikacja dostaw gazu skuteczną odpowiedzią na kryzys energetyczny

Piotr Wojtasik

Agresja Rosji na Ukrainę spowodowała największy kryzys energetyczny w Europie od czasów drugiej wojny światowej. Kluczowym wyzwaniem stało się zapewnienie dostępu do źródeł energii, w tym gazu ziemnego, którego braki mogłyby wywołać katastrofalne skutki gospodarcze. Zarówno w ostatnich latach, jak i w czasie samego kryzysu PGNiG z Grupy ORLEN podjęło skuteczne działania, które zagwarantowały dostęp do potrzebnych wolumenów gazu ziemnego na rynku w Polsce.

Bezpieczeństwo energetyczne to priorytet

Dostęp do źródeł energii we współczesnym świecie jest podstawą funkcjonowania społeczeństwa i gospodarki każdego państwa. Przez dziesiątki lat Polska była uzależniona od dostaw gazu z kierunku wschodniego, od partnera wykorzystującego surowce energetyczne jako narzędzie do realizacji celów politycznych. Konieczne stało się zbudowanie systemu dywersyfikacji, który gwarantowałby dostęp do błękitnego paliwa nawet w przypadku zaistnienia poważnych zawirowań na rynku energii. Dziś, ponad rok po rozpoczęciu bezprecedensowego kryzysu, gazu ziemnego w Polsce nie brakuje. To rezultat skutecznie przeprowadzonej strategii dywersyfikacji dostaw w ostatnich latach, a także właściwych działań podjętych w ubiegłym roku, kiedy doszło do gwałtownej destabilizacji na rynkach surowców energetycznych w Unii Europejskiej.

Dostawy LNG – filar strategii dywersyfikacji

Strategia dywersyfikacji importu gazu do Polski oparta jest między innymi na dostawach skroplonego gazu ziemnego odbieranego w terminalu LNG w Świnoujściu, które realizuje Grupa ORLEN. W 2022 roku dostawy te stały się jednym z głównych źródeł zaopatrzenia Polski w gaz, zapewniając ponad 30% krajowego zapotrzebowania na ten surowiec i stanowiąc około 43 proc. całego importu gazu do Polski. W 2016 roku stanowiły one zaledwie około 8 proc. dostaw gazu z zagranicy, a w 2021 roku wzrosły do ponad 24 proc. Gdyby wziąć pod uwagę tylko liczbę ładunków, to w kryzysowym, 2022 roku była ona aż o 70 proc. wyższa niż w 2021 roku. Tak dynamiczny wzrost liczby dostaw LNG był odpowiedzią na destabilizację europejskiego rynku gazu, spowodowaną działaniami rosyjskiego Gazpromu. Od ubiegłego roku terminal LNG w Świnoujściu dysponuje mocą regazyfikacyjną w wysokości 6,2 mld m³, a łączny wolumen dostaw skroplonego gazu ziemnego, który Grupa ORLEN sprowadziła do Polski, wyniósł prawie 6 mld m³. Wykorzystanie niemal pełnej mocy terminalu w 2022 roku było możliwe dzięki zawartym kontraktom, które spółka posiada na dostawy skroplonego gazu ziemnego. Obecnie do głównych dostawców LNG do Polski należą Stany Zjednoczone i Katar. W ubiegłym roku

zwiększeniu uległ zwłaszcza wolumen importu skroplonego gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych, skąd do Polski trafiło około 3,4 mld m³ tego surowca. Należy również zaznaczyć, że ORLEN zarezerwował pełną moc regazyfikacyjną terminalu LNG w Świnoujściu, która po rozbudowie, od 2024 roku, ma osiągnąć 8,3 mld m³. W 2023 roku Grupa ORLEN planuje utrzymać wysoką efektywność dostaw LNG, dostosowując wolumen importu gazu drogą morską do zapotrzebowania odbiorców i sytuacji rynkowej. Podobnie jak w 2022 roku, dominującym kierunkiem będzie USA. Kontrakty zabezpieczające dostawy LNG do Polski są sukcesem handlowym spółki, szczególnie jeśli weźmiemy pod uwagę bardzo dużą konkurencję na rynku dostaw LNG, wzmożoną jeszcze kryzysem energetycznym. Wyzwaniem pozostaje dostarczanie skroplonego gazu ziemnego w sytuacji rekordowego popytu na ten surowiec oraz ograniczonej liczby zbiornikowców do ich transportu drogą morską.

Własna flota gazowców

W sytuacji zwiększonej konkurencji pozycję Polski na rynku skroplonego gazu ziemnego dodatkowo wzmocni flota metanowców rozwijana obecnie przez Grupę ORLEN. 11 marca 2023 roku pierwszy statek z tej floty – Lech Kaczyński – dostarczył już pierwszy ładunek skroplonego gazu ziemnego do terminalu LNG w Świnoujściu. W bieżącym roku do transportu włączony zostanie kolejny gazowiec – Grażyna Gęsicka – a do końca 2025 roku liczba takich jednostek wzrośnie do ośmiu. Każdy statek może zmieścić na pokładzie około 70 tys. ton LNG, co odpowiada 100 mln m³ gazu w stanie lotnym. Jest to ilość wystarczająca do pokrycia tygodniowego zapotrzebowania na gaz wszystkich gospodarstw domowych w kraju. Również wielkość zamówionych jednostek nie jest przypadkowa i zapewnia ich dużą uniwersalność. Będą one w stanie odbierać gaz zarówno w olbrzymich terminalach, jak i w tych o mniejszych rozmiarach. Przy wysokim popycie na LNG dysponowanie flotą zbiornikowców przez Grupę ORLEN zapewnia przewagę nad innymi uczestnikami rynku, a przede wszystkim stabilność i pewność dostaw.

Dostawy przez terminal LNG w Kłajpedzie

Patrząc całościowo na dostawy LNG, należy wspomnieć o tym, że w ubiegłym roku Grupa ORLEN rozpoczęła odbiór ładunków skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG w litewskiej Kłajpedzie. Pierwszą dostawę ładunku zamówionego do terminalu w Kłajpedzie odebrano w maju 2022 roku, a w całym ubiegłym roku było ich osiem, o łącznym wolumenie około 0,55 mld m³. Większość odebranego paliwa, po regazyfikacji, została przesłana do Polski nowo otwartym gazociągiem Polska–Litwa, dodatkowo wzmacniając bezpieczeństwo dostaw dla odbiorców krajowych. Pozostała część trafiła na ry-

nek państw bałtyckich. Grupa ORLEN posiada 10-letnią rezerwację mocy regazyfikacyjnych w terminalu LNG w Kłajpedzie, zapewniającą możliwość sprowadzenia tą drogą ponad 0,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Dostawy gazu ziemnego przez *Baltic Pipe*

Dostawy gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego są, obok dostaw LNG, głównym źródłem dywersyfikacji transportu gazu ziemnego do Polski. Uruchomienie w IV kwartale 2022 roku nowo wybudowanego gazociągu *Baltic Pipe* umożliwiło Grupie ORLEN rozpoczęcie dostaw błękitnego paliwa tą drogą. Ponieważ przez pierwsze dwa miesiące *Baltic Pipe* działał z ograniczoną przepustowością, wolumen surowca sprowadzonego tym gazociągiem do końca 2022 roku wyniósł około 0,7 mld m³. Jednak już w 2023 roku Grupa ORLEN będzie mogła sprowadzić przez *Baltic Pipe* co najmniej 6,5 mld m³ gazu ziemnego, a tym samym wypełni około 80 proc. zarezerwowanej przepustowości tego gazociągu. W kolejnych latach stopień wykorzystania zarezerwowanej mocy przesyłowej będzie rósł. Docelowo *Baltic Pipe* będzie miał przepustowość około 10 mld m³ rocznie, z czego Grupa ORLEN zarezerwowała ponad 8,0 mld m³ rocznie. Źródłem wykorzystania tak dużych rezerwacji jest własne wydobycie, które Grupa ORLEN realizuje na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, a także kontrakty na dostawy gazu zawarte z zagranicznymi partnerami biznesowymi, produkującymi gaz z norweskich złóż. Umowy te mają różne terminy obowiązywania, dzięki czemu ich realizacja umożliwi efektywne wykorzystanie przepustowości zarezerwowanej na gazociągu *Baltic Pipe*. Bardzo ważnym źródłem dostaw gazu ziemnego przez *Baltic Pipe* jest wydobycie własne, realizowane na 17 złożach Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, na których Grupa ORLEN posiada 98 koncesji. W 2022 roku wydobycie gazu ziemnego realizowane przez PGNiG Upstream Norway spółki z Grupy ORLEN wyniosło 3,1 mld m³. Tym samym wzrosło o ponad 100% w stosunku do 2021 roku, kiedy wyniosło 1,42 mld m³ sześć. W perspektywie kilku kolejnych lat spółka planuje roczny wzrost wydobycia gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym do niemal 4 mld m³.

Wydobycie krajowe gazu ziemnego ważnym i stabilnym źródłem błękitnego paliwa

Wydobycie gazu ziemnego z krajowych złóż, obok dostaw gazu przez *Baltic Pipe* i terminal LNG w Świnoujściu, to dodatkowa gwarancja bezpieczeństwa dostaw błękitnego paliwa do odbiorców w Polsce. Dlatego Grupa ORLEN stale inwestuje w poszukiwania i wydobycie węglowodorów. Wciąż dokonywane odkrycia nowych złóż i nowych zasobów krajowego gazu ziemnego napawają optymizmem i potwierdzają, że w kolejnych latach uda się utrzymać wydobycie gazu z własnych źródeł na stabilnym, wysokim poziomie, zapewniającym około 20% rocznego zapotrzebowania na to paliwo w naszym kraju. W ostatnich latach krajowe wydobycie gazu ziemnego kształtowało się średniorocznie na stabilnym poziomie około 3,6 mld m³. W najbliższych trzech latach planowany jest stopniowy wzrost krajowego wydobycia gazu ziemnego do ponad 4 mld m³. Przykładem prowadzonych z sukcesem prac poszukiwawczych na początku 2023 roku jest potwierdzenie w lutym dodatkowych 500 mln m³ w złożu Jastrzębiec w województwie

lubelskim, co oznacza wzrost wydobywalnych zasobów tego złoża do 700 mln m³. Z kolei w 2022 roku odkryto złoża gazu ziemnego w Wielkopolsce: w powiecie średzkim i kościańskim w województwie wielkopolskim – o łącznym wolumenie około 600 mln m³, a także w miejscowości Sierosław – szacowane na 650 mln m³ gazu ziemnego zaazotowanego.

Budowa nowych pojemności dla magazynowania gazu

Oprócz dywersyfikacji dostaw niezwykle istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego pełni magazynowanie gazu i energii. Jak bardzo ważny to element w całym systemie gazowym, boleśnie pokazały skutki kryzysu energetycznego. Destabilizacja dostaw surowców z kierunku wschodniego sprawiła, że zarówno w Polsce, jak i w krajach UE w 2022 roku w rekordowym tempie zapełniane były podziemne magazyny gazu. Dzięki zgromadzonym rezerwom utrzymujące się w połowie 2022 roku na gigantycznym poziomie ceny gazu zaczęły wyraźnie spadać na przełomie lat 2022/2023. Obecnie Grupa ORLEN jest właścicielem podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności 3,2 mld m³ gazu. W połowie 2022 roku PGNiG podjęło decyzję o rozbudowie największego w Polsce podziemnego magazynu gazu w Wierchowicach o 800 mln m³. Oznacza to, że możliwości gromadzenia zapasów gazu w naszym kraju wzrosną aż o 1/4, do 4 mld m³. Planowaną powiększoną pojemność czynną magazyn w Wierchowicach osiągnie w 2025 roku.

Rozwój nowych kierunków dostaw gazu ziemnego

W 2022 roku Grupa ORLEN wzbogaciła portfel importowy o nowe, wcześniej niewykorzystywane kierunki, co jeszcze bardziej wzmocniło dywersyfikację źródeł zaopatrzenia i bezpieczeństwo dostaw gazu. Są to oddane do użytku połączenia międzysystemowe: wspomniane wcześniej gazociąg *Baltic Pipe* oraz połączenie Polska–Litwa, a także Polska–Słowacja. W sumie wolumen surowca dostarczonego w 2022 roku do Polski z wymienionych, nowych kierunków wyniósł 1,26 mld m³, co odpowiada około 9 proc. całego importu Grupy ORLEN. Warto wspomnieć, że możliwości techniczne pozyskania gazu z krajów UE przez transgraniczne połączenia systemów przesyłowych gazu z Litwą, ze Słowacją, Czechami i Niemcami, oznacza dostęp do przepustowości o potencjale ponad 20 mld m³ rocznie. Jest to ilość przekraczająca całe ubiegłoroczne zużycie gazu sieciowego w naszym kraju. Dzięki zrealizowanej w ostatnich latach strategii dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego rynek w Polsce okazał się odporny na wstrzymanie transportu przez rosyjski Gazprom, które nastąpiło w kwietniu 2022 roku, a polska gospodarka uniknęła zagrożenia wynikającego z braku dostępu do potrzebnych wolumenów błękitnego paliwa. Biorąc pod uwagę, że przez całe dekady nasz kraj był uzależniony od dostaw gazu ziemnego z Rosji, które w 2015 roku stanowiły aż 90 proc. importu tego surowca do Polski, rezultaty pracy wykonanej w ostatnich latach na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego są naprawdę imponujące.

**Piotr Wojtasik, główny specjalista ds. public relations
Oddział Centralny PGNiG w Warszawie PKN ORLEN S.A.**

Chatbot – robot, który wspomaga obsługę klientów PGNiG Obrót Detaliczny

Nie ponoszą go nerwy, potrafi wskazać stan licznika i termin płatności kolejnej faktury. O pracy chatbota, wykorzystywanego w obsłudze klientów PGNiG Obrót Detaliczny opowiada **Wojciech Rutkowski**, koordynator ds. e-commerce z Działu Rozwoju Zdalnych Kanałów Sprzedaży.



Pytanie zasadnicze: czym jest chatbot i na czym polega jego rola?

Chatbot jest robotem, którego zadaniem jest prowadzenie konwersacji z klientem w sposób naśladowujący rozmowę z pracownikiem. Tworząc i rozbudowując naszego chatbota – wirtualną asystentkę – czujemy się trochę tak, jakbyśmy uczyli robota mówić, ponieważ rozbudowujemy jego słownik wyrażeń, grupujemy je tematycznie i przygotowujemy do odpowiedzi na konkretne pytania.

Skąd właściwie pomysł, by wprowadzić chatbota do obsługi klientów?

Jako Dział Rozwoju Zdalnych Kanałów Sprzedaży dokładnie przeanalizowaliśmy zgłoszenia klientów i zauważyliśmy, że duża ich część się powtarza i dotyczy nieskomplikowanych tematów. Doszliśmy do wniosku, że chatbot będzie doskonałym narzędziem do tego, aby zautomatyzować odpowiedzi właśnie na te powtarzalne pytania, co pozwoli znacząco ograniczyć liczbę zgłoszeń, a to z kolei odciąży wielu pracowników. Głównym zadaniem chatbota jest więc przede wszystkim ograniczenie zgłoszeń kontaktowych, głównie poprzez automatyzację odpowiedzi na powtarzalne pytania klientów. Jako nowoczesne rozwiązanie wpływa również pozytywnie wizerunkowo na odbiór naszej spółki.

Od kiedy boty obsługują klientów PGNiG?

Produkcyjnie chatbota uruchomiliśmy na początku 2021 roku. Najpierw był dostępny na eBOK-u, w zakładce „Pomoc”, a następnie wprowadziliśmy go do zakładki „Kontakt”. Obecnie dostępny jest również w naszej aplikacji mobilnej mBOK, w której cieszy się dużym zainteresowaniem.

Przejdźmy do konkretów. Co – dzięki obsłudze przez bota – zyskuje przysłowiowy Kowalski?

Oczywiście, plusem dla klienta jest fakt, że zadając pytanie wirtualnej asystentce, natychmiast otrzymuje odpowiedź, 24 godziny na dobę, przez cały rok. Poza tym klienci potrzebowali jasnego podziału – gdzie mają zadawać podstawowe pytania, na które otrzymają odpowiedź błyskawicznie, a gdzie bardziej skomplikowane, których obsługa może zająć trochę czasu. Zanim wprowadziliśmy chatbota, klienci w zakładce „Kontakt” na tworzeniu zapytania spędzali średnio 2,5 minuty. Oczywiście, trzeba do tego doliczyć czas oczekiwania na odpowiedź. Z chatbotem rozmawiają zazwyczaj mniej niż 1,5 minuty i jest to czas całej rozmowy, podczas której zadają średnio trzy pytania. Obecnie co czwarta osoba odwiedzająca zakładkę „Kontakt” decyduje się na rozwiązanie swojego problemu z pomocą wirtualnej asystentki. Dzięki temu od momentu startu chatbota ograniczyliśmy liczbę formularzy kontaktowych o ponad 850 tysięcy zgłoszeń.

Liczyby te mówią same za siebie. Ile rozmów przeprowadziła dotychczas wirtualna asystentka?

Około 1,5 mln i odpowiedziała na 4,3 mln pytań. Obecnie (średnia od początku roku 2023) przeprowadza około 3000 rozmów dziennie.

O co najczęściej klienci pytają bota? Jakie sprawy można załatwić za jego pośrednictwem?

Chatbot może odpowiedzieć na ponad 500 pytań. Poza udzieleniem ogólnych informacji wirtualna asystentka jest w stanie podać ostatni stan licznika, zapisać odczyt, wskazać faktury po terminie i z bliskim terminem płatności, a także płynnie przełączyć do konsultanta. Klienci najczęściej proszą o wyjaśnienie problemów z fakturami. Bardzo popularnym tematem jest zwłaszcza pytanie o to, kiedy otrzymają fakturę po podanym odczycie. Inne popularne tematy to grupy taryfowe, zawarcie nowej umowy czy źle podany odczyt.

Czy praca botów jest monitorowana? Jeśli tak, to w jaki sposób?

Praca chatbota jest przez nas monitorowana na co dzień za pomocą autorskiego narzędzia do analityki, które znajduje się w naszym Panelu Konsultanta. Dzięki odpowiedniej analizie logów rozmów jesteśmy w stanie wyłapać błędy i je naprawić, a także ocenić zapotrzebowanie na nowe tematy.

A jak chatbot radzi sobie z roszczeniowym klientem? Czy jest jakaś blokada/filtr na wulgarne słowa?

Plusem chatbota jest to, że do roszczeniowych czy wulgarnych klientów podchodzi neutralnie i nie ponoszą go nerwy. W przypadku wykrycia słów wulgarnych prosi klienta o zachowanie kultury.

Czy są jakieś pytania, na które chatbot nie potrafi odpowiedzieć?

Technicznie nie ma limitu pytań, na które chatbot może odpowiadać. Dlatego cały czas rozszerzamy jego kompetencje i pracujemy nad tym, aby wiedział i potrafił jak najwięcej.

Pytanie na koniec. Przewaga konsultanta nad chatbotem?

Z pewnością konsultant ma przewagę w kwestii inteligencji emocjonalnej, empatii i indywidualnego podejścia do klienta.

A z czym chatbot radzi sobie lepiej niż konsultant?

Chatbot jest dostępny przez całą dobę siedem dni w tygodniu, udziela błyskawicznych odpowiedzi i może obsługiwać kilkuset klientów jednocześnie.

Dziękuję za rozmowę.

Jacek Cegła

Chatbot

eBOK PGNiG



INTERAKCJE

1 445 000
rozmów

4 300 000
pytań



AUTOMATYZACJA

867 000
zgłoszeń
kontaktowych
mniej



TOP TEMATY

1. Faktury
2. Odczyty
3. Obsługa konta eBOK
4. Nowa umowa
5. Numer klienta

ebok.pgnig.pl

Polska Spółka Gazownictwa **rozwija inteligentną sieć gazową z dofinansowaniem UE**

Karol Maciejewski, Michał Szpila

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko to największy, realizowany w Unii Europejskiej program w zakresie wsparcia finansowego. Przeznaczone na jego realizację środki z funduszy europejskich wynoszą około 27,4 miliarda euro. Zasilają one kluczowe obszary wpływające na jakość życia mieszkańców i konkurencyjność gospodarki w Polsce. Fundusze UE umożliwiają również realizację inwestycji niewidocznych dla oczu. Dzięki wsparciu unijnemu Polska Spółka Gazownictwa buduje sieć podziemnych gazociągów, gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne Polski, a także komfort mieszkańców korzystających z paliwa gazowego.

Polska Spółka Gazownictwa jest największym beneficjentem środków unijnych w segmencie dystrybucji gazu w ramach perspektyw budżetowych UE na lata 2007–2013 oraz 2014–2020 dla projektów inwestycyjnych z zakresu rozbudowy i modernizacji sieci gazowych. Dotychczas spółka zawarła 49 umów o dofinansowanie, a wsparcie z UE umożliwiło budowę i modernizację około 1740 km gazociągów.

Wobec wyzwań stojących przed gospodarką szczełowego znaczenia nabierają projekty realizowane ze wsparciem Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. Polska Spółka Gazownictwa w ramach działania 7.1. Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii, realizuje 10 umów o dofinansowanie dla projektów inwestycyjnych o zakresie wynoszącym około 500 km gazociągów dystrybucyjnych wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Całkowita wartość tych inwestycji to obecnie około 805 mln zł, a przewidziane dofinansowanie wynosi oko-

ło 256 mln złotych. Realizacja tych inwestycji możliwa jest dzięki wsparciu ze środków UE. Wydatkowanie dotacji jest szczegółowo monitorowane, gwarantując tym samym przejrzystość i efektywność wykorzystania środków publicznych.

Dofinansowane inwestycje zlokalizowane są na terenie siedmiu województw, jednakże mają znaczenie strategiczne dla gazowego systemu dystrybucyjnego na terenie całego kraju. Są to bowiem inwestycje nie tylko zapewniające dostawy gazu do odbiorców końcowych czy mające na celu gazyfikację tzw. białych plam, czyli rejonów, w których z powodów technicznych czy ekonomicznych gaz do tej pory nie docierał. Realizowane projekty mają też na celu udrożnienie tzw. wąskich gardeł w sieci dystrybucyjnej, modernizację gazociągów wyeksploatowanych czy tworzenie tzw. połączeń systemowych. Te ostatnie dają możliwość dwukierunkowego sterowania przepływem gazu w zależności od potrzeb, zwłaszcza w czasie zimowego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe czy w przypadku wystąpienia awarii. W ramach każdej inwestycji przewiduje się wdrożenie funkcjonalności inteligentnej sieci gazowej. Dzięki temu możliwe będzie wykorzystanie sieci do transportu gazów zdekarbonizowanych czy elastyczne reagowanie na bieżące potrzeby klientów w zakresie zmian w poborze paliwa gazowego.

Spółśród realizowanych w ramach POIiŚ na lata 2014–2020 inwestycji Polskiej Spółki Gazownictwa, trzy zostały już zakończone:

- „Gazyfikacja rejonu Szczawnicy i gmin ościennych” – realizacja tej inwestycji umożliwi dostawy paliwa gazowego na obszarze miasta Szczawnica oraz gmin: Słopnice, Kamienica, Łącko, Ochotnica Dolna, Krościenko nad Dunajcem i Szczawnica w województwie małopolskim. Spowodowała wzrost liczby odbiorców oraz wolumenu dystrybuowanego gazu, a także umożliwiła realizację kolejnych inwestycji związanych z roz-



Stacja gazowa – ciąg obejściowy.

budową sieci gazowej. Łącznie w ramach projektu wybudowano ponad 78 km sieci gazowej oraz dwie stacje gazowe redukcyjno-pomiarowe.

- „Budowa gazociągu relacji Lewin Brzeski–Paczków na odcinku Hanuszów–Otmuchów” – celem projektu była przebudowa gazociągu relacji Lewin Brzeski–Paczków na Odcinku Hanuszów–Otmuchów o łącznej długości 13,9 km wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Inwestycja przyczyniła się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego w województwie opolskim i stanowiła odpowiedź na występujące awarie dotychczas użytkowanego gazociągu, wybudowanego w 1977 roku.
- „Gazyfikacja miasta Bielsk Podlaski” – w ramach tego projektu powstało ponad 25 km gazociągów oraz dwie stacje gazowe. W pierwszej fazie prac wybudowano gazociąg o długości 15,87 km, doprowadzający gaz do Bielska Podlaskiego, oraz stacje gazowe, a następnie zrealizowano zadanie polegające na budowie gazociągów na terenie miasta o długości ponad 9,3 km.

Pozostałe projekty realizowane są na terenie województw: świętokrzyskiego („Budowa gazociągu relacji Sandomierz–Ostrowiec Świętokrzyski”, „Budowa gazociągu relacji Lubienia–Masłów oraz gazociągu relacji Mójcza–Kielce”), podlaskiego („Budowa sieci gazowej na terenie Aglomeracji Białostockiej”), lubuskiego („Budowa gazociągu relacji Witnica–Gorzów Wlkp. i sieci gazowej w Kostrzynie nad Odrą”), śląskiego („Gazyfikacja miejscowości w gminach Kłobuck, Wręczyca Wielka, Opatów i Krzepice” oraz „Przebudowa gazociągu relacji Dąbrowa Górnicza–Szopienice”), a także mazowieckiego („Budowa sieci gazowej na terenie Aglomeracji Warszawskiej”). Zgodnie z założeniami Programu Infrastruktura i Środowisko ich realizacja zostanie zakończona w 2023 roku.

Dofinansowanie ze środków UE umożliwia wdrażanie projektów, których bez takiego wsparcia nie dałoby się zrealizować. Przyczynia się również do efektów zewnętrznych, w tym korzyści środowiskowych, ekonomicznych oraz społeczno-gospodarczych. Poprawa stanu środowiska naturalnego poprzez znaczne ograniczenie stosowania paliw stanowiących źródło niskiej emisji, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, stworzenie lepszych warunków do prowadzenia działalności gospodarczej, w tym turystycznej, a przede wszystkim umożliwienie ogrzewania swoich domów paliwem gazowym – to tylko niektóre korzyści projektów realizowanych z udziałem dofinansowania Unii Europejskiej. Realizacja tych inwestycji to również rozwój inteligentnej infrastruktury gazowej (tzw. *smart grid*).

Obecnie zagadnienie dostaw gazu i bezpieczeństwa energetycznego jest jednym z kluczowych tematów dla każdego kraju, zwłaszcza w obliczu kryzysu wywołanego napaścią Rosji na Ukrainę. Strategicznym celem spółki jest maksymalizacja dofinansowania ze środków UE na realizację projektów inwestycyjnych. Korzystanie z gazu z sieci dla odbiorców indywidualnych oznacza dostęp do paliwa tańszego pod względem finansowym, ale też bezpieczniejszego z uwagi na bezobsługowy charakter dostaw oraz ich stabilność. Dla przedsiębiorstw produkcyjnych gaz ziemny oznacza zmniejszenie kosztów, co przekłada



Śluza nadawczo-odbiorcza tłoka inteligentnego.



Stacja gazowa – układ pomiarowy.

się na poprawę efektywności i wzrost pozycji na rynku. Bezpieczeństwo dostaw ułatwia zarządzanie bieżącą produkcją i eliminuje ryzyko nieoczekiwanych przestoju, generujących niepotrzebne koszty.

W październiku 2022 roku Komisja Europejska zatwierdziła program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko na lata 2021–2027 (FEnIKS), stanowiący kontynuację dwóch wcześniejszych programów Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 i 2014–2020. Będzie on źródłem finansowania kolejnych przedsięwzięć, które mają zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne. Zgodnie z założeniami programowymi, inwestycje w infrastrukturę energetyczną mają przynieść m.in. rozwój inteligentnych sieci gazowych i wzrost ich znaczenia w nowoczesnym, zielonym systemie energetycznym. Polska Spółka Gazownictwa aktywnie uczestniczy w bieżących pracach nad programem mającym na celu wykorzystanie tego mechanizmu wsparcia.

PSG ukończyła strategiczną inwestycję dla Białegostoku

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa ukończyła w powiecie zambrowskim budowę gazociągu wysokiego ciśnienia, stanowiącego przyłączenie do systemu przesyłowego łączącego Polskę i Litwę. Realizacja tej inwestycji pozwoliła na zabezpieczenie energetyczne mieszkańców stolicy województwa podlaskiego po tym, jak Rosjanie przestali tłoczyć gaz przez gazociąg jamalski. Koszt inwestycji to 21 mln zł.

Przez lata Białystok był zasilany z dwóch stron – z kierunku warszawskiego i białoruskiego. Po odcięciu dostaw ze wschodu, od prawie roku gaz płynął tutaj tylko od strony stolicy. Ukończona inwestycja to zabezpieczenie zasilania miasta w sytuacjach szczytowego poboru gazu, np. w razie wyjątkowych mrozów, spadków ciśnienia w gazociągu czy nagłego zahamowania dostawy.

– Ta inwestycja była jedną z kluczowych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego mieszkańców województwa podlaskiego. Wpisuje się ona w zakładaną i konsekwentnie wdrażaną przez rząd RP politykę

zmiany kierunku dostaw paliwa gazowego i ich dywersyfikację. Mogę zapewnić, że dzięki naszym staraniom nie zabraknie gazu dla Polaków, nawet gdyby kolejne zimy były długie i srogie – powiedział Jacek Sasin, wicepremier i minister aktywów państwowych.

– Rozwój infrastruktury jest warunkiem koniecznym wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego i pewności dostaw gazu do odbiorców. Tak samo jak dostęp do zdywersyfikowanych źródeł paliwa dostarczane go z różnych kierunków do Polski. Połączenie z Litwą otwiera północno-wschodnią Polskę na dostawy gazu, który Grupa ORLEN odbiera w gazoporcie w Kłajpe-



Na zdjęciu od lewej: dr Artur Kosicki, marszałek województwa podlaskiego, Jacek Sasin, wicepremier i minister aktywów państwowych, Robert Więckowski, prezes PSG



dzie. Mamy tam 10-letnią rezerwację mocy regazyfikacyjnych, która umożliwi nam sprowadzenie przez litewski terminal 0,5 mld m sześć. gazu rocznie. W tym roku odebraliśmy już pierwszą dostawę, a niebawem będziemy mogli sami transportować ładunki LNG do Kłajpedy dzięki tworzonej flocie metanowców – poinformował **Daniel Obajtek, prezes PKN ORLEN**.

Ukończona inwestycja jest pierwszym przyłączeniem sieci Polskiej Spółki Gazownictwa do systemu przesyłowego GIPL, który od początku maja 2022 roku połączył gazowe systemy przesyłowe Polski i Litwy. Tym samym w razie ewentualnych mrozów Białystok będzie zasilany gazem z pływającego terminalu LNG w litewskiej Kłajpedzie lub z rezerw gazowych Litwy, Estonii, Łotwy czy Finlandii.

– Rozrastająca się sieć gazowa w województwie podlaskim daje nam ogromną satysfakcję. Jest to realizacja programu zrównoważonego rozwoju naszego kraju, mającego na celu zrównanie warunków życia mieszkańców wschodniej Polski. Niezawodny dostęp do gazu to także korzyści dla gminy. Pozytywnie wpływa na rozwój gospodarczy i daje szansę przyciągnięcia nowych inwestorów. Dlatego bardzo dziękuję Polskiej Spółce Gazownictwa za realizację tej inwestycji, która zapewnia bezpieczeństwo energetyczne zarówno mieszkańcom, jak i przedsiębiorcom z Białegostoku – dodał **dr Artur Kosicki, marszałek województwa podlaskiego**.

W ramach inwestycji wybudowano stację redukcyjno-regulacyjną o wydajności 120 tys. Nm³/h, dwa gazociągi wysokiego ciśnienia o łącznej długości około 500 m i drogi dojazdowe z towarzyszącą infrastrukturą.

– Ostatnie siedem lat to dynamiczny wzrost gazyfikacji na terenie województwa podlaskiego. W 2016 roku na 118 gmin tylko 24 miały dostęp do gazu. Do końca 2022 roku zgazyfikowano następnych 19, co daje wzrost o prawie 80 proc. Wzrost gazyfikacji oznacza także możliwe ograniczenia w przepustowości. Dlatego kilka lat temu Polska Spółka Gazownictwa zaplanowała w całej Polsce inwestycje mające na celu zmniejszenie negatywnych oddziaływań ograniczeń w punktach wyjścia z systemu przesyłowego. Dziś widzimy, jak ważne to były decyzje z punktu widzenia naszych klientów – zakończył **Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa**.

Rola gazu jako paliwa przejściowego będzie rosła

Grzegorz Cendrowski

W okresie 13–15 stycznia w Zakopanem odbyło się zorganizowane przez IGG sympozjum „Gazownictwo w dobie zmian”. W wydarzeniu udział wzięli między innymi Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa, oraz Ireneusz Krupa, członek zarządu ds. rozwoju i inwestycji PSG.

Podczas spotkania przedstawiciele Polskiej Spółki Gazownictwa przedstawili informacje na temat roli największego dystrybutora gazu ziemnego w transformacji energetycznej naszego kraju. Prezes Robert Więckowski uczestniczył w panelu dotyczącym gospodarki nisko- i zeroemisyjnej w branży gazowniczej.

– Dzisiaj suwerenność i bezpieczeństwo energetyczne mają jeden, wspólny mianownik: zero- i niskoemisyjną energetykę. Nie da się jednak być bezpiecznym ani suwerennym energetycznie, opierając się na węglu ani korzystając jedynie z energii wytworzonej tylko przez OZE. Dlatego rola gazu jako paliwa przejściowego, będącego uzupełnieniem dla mocy OZE, będzie wciąż rosła.

W związku z wymaganiami UE z zakresu jakości powietrza od kilku lat zauważamy zwiększone zainteresowanie ciepłowni przyłączeniem się do naszych sieci. Wszystko dlatego że gaz ziemny jest dla nich jedyną drogą do osiągnięcia neutralności klimatycznej – powiedział prezes zarządu PSG.

Największa liczba ciepłowni i innych podmiotów zawodowych zainteresowanych przyłączeniem się do sieci dystrybucyjnej PSG znajduje się w centralnej i południowej Polsce (województwa: kujawsko-pomorskie, łódzkie, mazowieckie, śląskie i wielkopolskie). Łącznie jest to prawie 900 odbiorców, którzy są gotowi pobierać rocznie ponad 6,5 mld m³ gazu.

Gazociąg Wronów–Strachocina: projektowanie rozpoczęte

Tomasz Pietrasieński

GAZ–SYSTEM podpisał dwie umowy z firmą Antea Polska S.A. na wykonanie dokumentacji projektowej i pełnienie nadzoru autorskiego na potrzeby budowy gazociągu, który połączy tłocznię i węzeł we Wronowie z węzłem gazowym w Strachocinie.



Projektowany gazociąg jest elementem programu inwestycyjnego Korytarz Centrum–Wschód. Wraz z gazociągiem Gustorzyn–Wronów stanowić będzie główną magistralę przesyłową w centralnej i południowo-wschodniej Polsce, tworzącą dwukierunkowy gazowy szlak transportowy z Litwy przez Polskę na Słowację, a w przyszłości sięgający również na Ukrainę. To jedno z większych zadań inwestycyjnych spółki w obecnej dekadzie. Wyzwaniami w tej inwestycji będą między innymi znaczna długość gazociągu (aż 247 km, czyli tylko niespełna 30 km mniej od gazociągu podmorskiego *Baltic Pipe*), a w niektórych miejscach także trudne warunki geologiczne.

W zakresie projektowym budowa została podzielona na dwa zadania:

- 1) gazociąg Wronów–Rozwadów o długości około 107 km,
- 2) gazociąg Rozwadów–Strachocina o długości około 140 km.

Wstępnie planowana trasa przechodzi przez obszar dwunastu powiatów w województwach lubelskim i podkarpackim. W ramach projektu zakłada się wybudowanie między innymi:

- połączenia z istniejącym systemem przesyłowym w rejonie węzła Rozwadów,
- połączenia z istniejącym systemem przesyłowym w miejscowości Głuchów,
- zespołu zaporowo-upustowego zlokalizowanego w pobliżu PMG w Husowie,
- zespołu zaporowo-upustowego w pobliżu EC Stalowa Wola,
- linii światłowodowej wzdłuż całej trasy.

Gazociąg o średnicy DN1000 będzie przystosowany do przesyłu paliwa gazowego z maksymalnym ciśnieniem roboczym 8,4 MPa. Zakończenie prac projektowych przewidziane jest w 2025 roku.



Inwestycja będzie kolejnym dużym przedsięwzięciem związanym z gazem ziemnym w Strachocinie. W tej miejscowości, położonej nad potokiem Różowym (dopływem Sanoczka), znajduje się już węzeł gazowy łączący gazociągi przesyłowe zbudowane w ramach Korytarza Północ-Południe: Hermanowice-Strachocina, Strachocina-Pogórska Wola, Strachocina-granica RP (interkonektor Polska-Słowacja), a także zarządzany przez Gas Storage Poland z Grupy Orlen podziemny magazyn gazu (PMG Strachocina). Dzięki tak rozbudowanej infrastrukturze Strachocina zajmuje kluczowe miejsce na mapie bezpieczeństwa energetycznego Polski, regionu i całego kontynentu. To właśnie tędy przebiega obecnie główny szlak transportu gazu ziemnego z północy na południe Europy.

wacja), a także zarządzany przez Gas Storage Poland z Grupy Orlen podziemny magazyn gazu (PMG Strachocina). Dzięki tak rozbudowanej infrastrukturze Strachocina zajmuje kluczowe miejsce na mapie bezpieczeństwa energetycznego Polski, regionu i całego kontynentu. To właśnie tędy przebiega obecnie główny szlak transportu gazu ziemnego z północy na południe Europy.



Zamieszczone w artykule zdjęcia pochodzą z budowy gazociągu Strachocina-granica RP.

Zofiówka spali metan w kogeneracji

Wiesław Pawliczek

Elektrociepłownia Zofiówka w Jastrzębiu-Zdroju ma dwa nowe silniki na gaz z odmetanowania pobliskiej kopalni. Ta inwestycja pozwoli na efektywniejsze wykorzystanie dostępnych paliw i zapewni wzrost produkcji energii elektrycznej.

EFEKTYWNA INWESTYCJA

Z końcem 2022 roku zakończono budowę instalacji kogeneracyjnej o mocy 2x2 MWe w Oddziale Zofiówka. Celem inwestycji było wybudowanie nowych kogeneracyjnych jednostek wytwórczych zasilanych gazem z odmetanowania kopalń. Pozwala to na efektywniejsze zagospodarowanie nadwyżek metanu, a w przyszłości w okresach postojów remontowych wyeliminuje konieczność uruchamiania kotła szczytowego WP-70. Bardzo istotnym efektem projektu jest także wzrost produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu.



Dostawa-transport silników w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój.



Przegląd serwisowy E1,

POLITYKA PROEKOLOGICZNA

Dotychczas nadwyżki gazu metanowego spalano w kotłach wodnych. Nadmiar pozyskiwanego gazu w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej, który przewyższał możliwości zagospodarowania przez jednostki gazowe, był na stacjach kopalnianych uwalniany do atmosfery. Inwestycja PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa w rozbudowę aktywów energetycznych opartych na spalaniu gazu metanowego pozwoliła na przyspieszenie realizowanej przez spółkę polityki proekologicznej.

KORZYŚCI EKONOMICZNE

Obok efektu ekologicznego równie ważny był efekt ekonomiczny przedsięwzięcia w postaci zwiększenia produkcji energii elektrycznej oraz częściowe pokrycie potrzeb własnych energii elektrycznej odbiorów zasilanych z rozdzielni RG-2z, co przy konfiguracji układów wyprowadzenia mocy na dwie sekcje tej rozdzielni pozwala na zmniejszenie opłaty dystrybucyjnej w okresach postojowych bloku fluidalnego CFB, ponoszonej przez Zakład Jastrzębie-Zdrój. W zało-



Wyrowadzenie spalin – odzysk ciepła.

zeniach inwestycyjnych układy kogeneracyjne pracować będą osiem tysięcy godzin rocznie, co maksymalnie pozwoli zwiększyć wolumen produkcji energii elektrycznej o 30 tys. MWe/h, zakładając utrzymanie się prognozowanych przez JSW poziomów ujęcia gazu w zakładach górniczych oraz dyspozycyjności ruchowej urządzeń.

BLISKO I WYGODNIE

Z uwagi na ograniczony obszar możliwy do realizacji inwestycji w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój, planując projekt, zdecydowano o zlokalizowaniu go w miejscu dotychczasowego warsztatu remontowego, który sąsiaduje z halą maszynowni. Taka lokalizacja uwzględniła przede wszystkim ułatwienia w wyrowadzeniu wyprodukowanych mediów energetycznych oraz bliski dostęp do instalacji technologicznych, w tym instalacji zasilającej gazem metanowym oraz awaryjnego układu chłodzenia.

SILNIKI Z NAJWYŻSZEJ PÓŁKI

Oddane do eksploatacji układy kogeneracyjne oparte są na jednostkach silników gazowych firmy MWM, spełniających najwyższe normy emisyjne oraz będące jednymi z najbardziej efektywnych jednostek energetycznych. Ich sprawność wytwarzania energii elek-



Nowy agregat prądowłóczy w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój.

trycznej przekracza 42%, natomiast sprawność energetyczna całkowita jest na poziomie powyżej 84%. Osiągane sprawności wytwórcze plasują je w najwyższej grupie oferowanych na rynku rozwiązań technologicznych. Do realizacji zadania inwestycyjnego wybrano firmę Centrum Elektroniki Stosowanej CES sp. z o.o., która posiadała bardzo dobre referencje w zakresie realizacji zadań inwestycyjnych układów kogeneracyjnych opartych na jednostkach silnikowych.

WSPARCIE Z WFOŚiGW

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa, decydując o inwestowaniu w rozbudowę zdolności produkcyjnych, w celu zwiększenia opłacalności zadania realizowała projekt ze wsparciem finansowym z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Dzięki zawartej umowie o współfinansowanie z Wojewódzkim Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej z siedzibą w Katowicach znacznie ograniczono koszty spółki jako inwestora.

OD ZABUDOWY DO EKSPLOATACJI

Po fazie realizacji inwestycji, zakończonej w grudniu 2022 roku, nadszedł okres eksploatacji, podczas której służby ruchowe oraz inżynierskie Zakładu Jastrzębie-Zdrój muszą sprostać nowym obowiązkom i w krótkim czasie zdobyć niezbędne umiejętności i kwalifikacje zapewniające bezawaryjną i bezusterkową eksploatację nowych urządzeń. Większość naszej kadry ruchowej i inżynierskiej wzięła udział w podstawowych szkoleniach technicznych przeprowadzonych przez wykonawcę. Przez pierwsze dwa lata eksploatacji układów kogeneracyjnych służby ruchowe Zakładu Jastrzębie-Zdrój będą wspierane przez serwis gwarancyjny głównego wykonawcy, a merytorycznie przez specjalistów Biura Silników Gazowych spółki, co niewątpliwie pomoże obsłudze w pozyskaniu niezbędnych doświadczeń eksploatacyjnych. Obecnie układy kogeneracyjne są już po pierwszych inspekcjach serwisowych E1, które nie wykazały usterek i mogą być eksploatowane bez żadnych ograniczeń technicznych.

Wiesław Pawliczek, kierownik Zakładu Jastrzębie-Zdrój, PTEP

Wdrożenie rozwiązania wspierającego logistykę LNG małej skali w PKN ORLEN SA – Oddziale Obrotu Hurtowego PGNiG w Warszawie

Krzysztof Wiśniewski, Aleksander Zientek, Mirosław Dyrda, Piotr Błach

W ostatnich miesiącach obserwujemy wzrost znaczenia i udziału LNG na europejskim rynku gazu. Wpływ na to miał między innymi bezprecedensowy wzrost cen gazu przewodowego, zwiększony popyt i wiele innych czynników, włączając w to także wojnę w Ukrainie. Wynikiem tego są liczne inwestycje w infrastrukturę do importowania LNG między innymi w Niemczech, gdzie w rekordowym czasie uruchomiono dwa terminale typu FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) – pierwszy w Wilhelmshaven, a drugi w Lubminie nad Bałtykiem, niedaleko wylotu Nord Stream 1 i 2.

Państwom z dostępem do morza i mających odpowiednią infrastrukturę importową LNG daje możliwość dywersyfikacji źródeł gazu. Tak jest w przypadku Polski, gdzie tą drogą importowane jest około 6,2 mld m³ gazu rocznie, z perspektywą dalszego zwiększania przepustowości. Zdecydowana większość LNG przyływającego do terminalu w Świnoujściu jest regazyfikowana i kierowana do sieci przesyłowej. Pozostałe ilości skroplonego gazu są przeładowywane na autocysterny. Terminal jest ważnym punktem na mapie rynku LNG małej skali, który stanowi istotny element bezpieczeństwa energetycznego Polski. Transport LNG cysternami daje wiele możliwości niedostępnych dla gazociągów. Pozwala na:

- gazyfikację regionów niepodłączonych do krajowego systemu gazowniczego tzw. białych plam na mapie gazowniczej Polski – zastosowanie wyspowych sieci gazowych wraz ze stacjami regazyfikacyjnymi pozwala na kilkukrotne skrócenie czasu gazyfikacji w stosunku do gazu sieciowego, co w sprzyjających warunkach może potrwać zaledwie 6–9 miesięcy,
- dostawy paliwa bunkrowego dla statków – istotne w kontekście obszarów z ograniczoną emisją, wynikających z przesłanek regulacyjnych (dyrektywa siarkowa), środowiskowych (ograniczenie emisji) i ekonomicznych (obniżenie kosztów konsumpcji paliwa),
- dostawy paliwa dla ciągników siodłowych – LNG jest alternatywą dla oleju napędowego,
- dostawy na potrzeby kogeneracji/trigeneracji gazowej – przy zastosowaniu odpowiednich rozwiązań technologicznych można lokalnie wykorzystywać także chłód powstały w wyniku regazyfikacji skroplonego gazu.

Początki rynku LNG małej skali w Polsce związane są z działalnością odazotowni w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim, które już w pierwszej dekadzie bieżącego wieku zaczęły oferować LNG. Z biegiem lat wokół obu instalacji rozwinął się rynek korzystający ze skroplonego gazu ziemnego. Ograniczona podaż LNG, uzależniona od wydobycia w lokalnych kopalniach i tym samym produkcji LNG w odazotowni, okazała się niewystarczająca dla dynamicznie rozwijającego się rynku LNG. Klienci zainteresowani tym paliwem zaczęli realizować dostawy w terminalach zachodnich w Zeebrugge (Belgia) i GATE (Holandia), a także w rosyjskich zakładach skraplania LNG (m.in. w Kaliningradzie i Pskowie).

Pojawienie się nowego źródła bardzo dobrej jakości LNG, z odpowiednio dużą przepustowością, stanowiło kluczowy bodziec

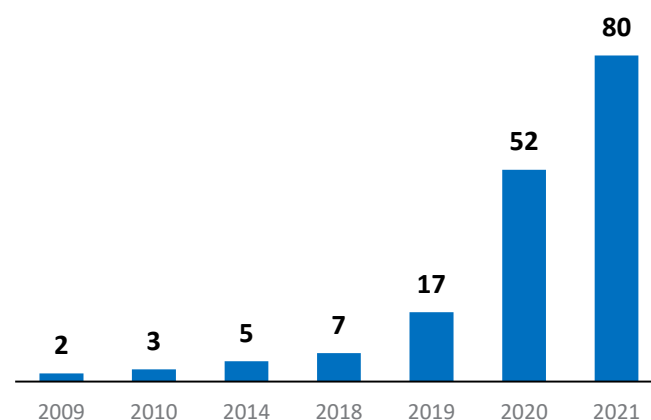
do realizacji nowych inwestycji w tej branży, a dzięki temu wpłynęło na przyspieszenie gazyfikacji Polski, co widać na przykładzie otwieranych przez PSG stacji regazyfikacyjnych LNG.

Terminal LNG w Świnoujściu jest obecnie głównym źródłem zaopatrzenia rynku LNG małej skali w Polsce. Systematyczny wzrost obłożenia stanowisk ładunkowych stanowi wyzwanie organizacyjno-logistyczne, angażujące wiele podmiotów: operatora, użytkownika terminalu, odbiorców hurtowych i przewoźników. Spowodowało to potrzebę usprawnienia procesów komunikacyjnych, realizacji kontraktów, logistyki itp.

Jeszcze przed obecnym kryzysem gazowym Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podjęło decyzję o wdrożeniu systemu informatycznego, który wesprze rozwój działalności spółki w obszarze ładunkowych w terminalu LNG w Świnoujściu. Podstawowym celem wdrożenia systemu było podniesienie efektywności rezerwacji tych slotów. Główne zagadnienia, które miał usprawnić wdrożony system objęły:

- realizację kontraktów w zakresie kontroli, monitorowania, rozliczania i harmonogramowania ładunków,
- koordynację działań stron uczestniczących w przeładunku,
- zarządzanie bazą kierowców, ciągników, cystern i izokontenerów,
- zarządzanie dokumentacją,
- wsparcie dotyczące raportowania.

Rysunek 1. Stacje regazyfikacji eksploatowane i budowane przez PSG



Zastosowanie sprawdzonej technologii oraz zbliżonych funkcjonalnie rozwiązań zawartych częściowo w już istniejącym oprogramowaniu *Logistics Management System (LMS)* – autorskim rozwiązaniu firmy *Transition Technologies* – po niezbędnej analizie i adaptacji pozwoliło w szybkim tempie sukcesem zakończyć wdrożenie.

System LMS dostarcza niezbędne funkcjonalności, wspierając wszystkich uczestników procesu, wśród których są:

- użytkownik terminalu (strona mająca wykupione moce przeładunkowe w terminalu), posiadający dostęp do modułów wspierających kontrolę, monitorowanie, rozliczanie i harmonogramowanie załadunków,
- operator terminalu (właściciel infrastruktury oraz strona odpowiedzialna za eksploatację i realizację załadunków), posiadający dostęp do modułów umożliwiających podgląd w czasie rzeczywistym harmonogramu załadunków. Dodatkowo interfejs pozwala na bezpośrednią wymianę dokumentów dotyczących autoryzacji, szkoleń BHP itp. z kontrahentami i przewoźnikami,
- kontrahent (strona kupująca LNG od użytkownika terminalu), posiadający dostęp do modułów pozwalających na monitorowanie, rozliczanie i harmonogramowanie załadunków, zarządzanie bazą odbiorców końcowych, taborem, kierowcami itp.,
- przewoźnik (strona odpowiedzialna za transport LNG), posiadający dostęp do modułów umożliwiających harmonogramowanie, monitorowanie, zarządzanie taborem i kierowcami.

Całość procesu odbywa się *online*, dzięki czemu wszystkie etapy są transparentne, a poszczególni użytkownicy widzą zmiany innych uczestników już w momencie ich wprowadzenia.

Jednocześnie system dba o to, aby:

- nie doszło do przekroczenia ilości zakontraktowanych – wylicza dostępne ilości na podstawie kontraktu dla danego użytkownika terminalu,
- dopuszczalny ciężar zestawu transportującego LNG był zgodny z wymogami przepisów ADR,
- szkolenia BHP kierowców były aktualne, przypomina też o potrzebie ich odnowienia,
- badania techniczne taboru LNG nie straciły ważności i przypomina o potrzebie ich odnowienia,
- zestaw transportowy LNG otrzymał autoryzację od operatora.

Dzięki wykorzystaniu tego systemu użytkownicy zyskują zwiększoną pewność, że wprowadzane informacje są kompletne, a tak zarezerwowane okno załadunkowe zostanie zrealizowane.

LMS zapewnia intuicyjny interfejs dostosowany do każdego użytkownika z dostępem poprzez przeglądarkę internetową na komputerach, telefonach i tabletach.

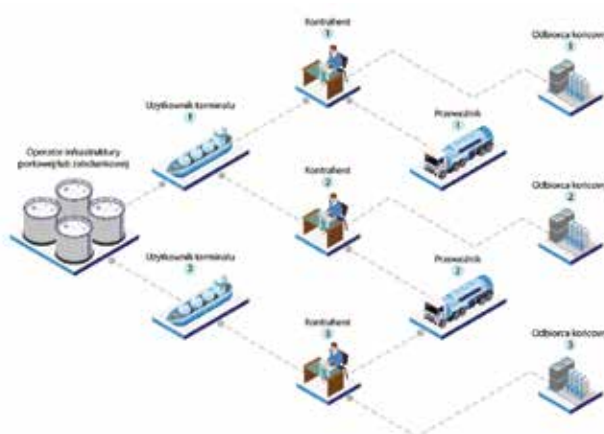
Wdrożenie systemu odbyło się w latach 2021–2022 z bardzo dużym udziałem i wsparciem Departamentu Informatyki PGNiG (Obecnie PKN ORLEN S.A. Oddział Centralny PGNiG w Warszawie). W październiku 2022 roku system został uruchomiony produkcyjnie i obecnie efektywnie wspiera PKN ORLEN S.A. Oddział Obrotu Hurtowego PGNiG w Warszawie, klientów, przewoźników i częściowo operatora w bieżącej obsłudze procesu.

W najbliższym czasie przewidywane są prace rozwojowe, pozwalające na dalsze usprawnienie działań operacyjnych, w tym między innymi integrację z systemem informatycznym operatora terminalu LNG w Świnoujściu w celu automatyzacji przepływu danych i zapewnienia pełnej zgodności systemów po obu stronach. LMS będzie mógł generować dodatkowe raporty i powiadomienia

w celu usprawnienia wymiany informacji między poszczególnymi uczestnikami procesu. Planowane jest zwiększenie elastyczności wspieranych procesów, aby uwzględnić ewoluujące wymagania biznesowe związane z istotnym zwiększeniem wolumenów LNG odbieranych transportem kołowym.

W przyszłości zakładane są kolejne działania rozwojowe mające na celu dalsze wsparcie dla dynamicznie zmieniającego się sektora LNG małej skali, w tym dotyczące dołączenia kolejnych źródeł LNG (instalacje własne PGNiG, inne terminale LNG, np. planowany terminal FSRU w Gdańsku lub terminale europejskie), dodanie nowych sposobów transportu (np. transportu kolejowego), optymalizacja efektywności działania poprzez synchronizację procesu odbioru LNG za pomocą autocystern z procesami planowania zakupów LNG, dostaw LNG do terminali oraz regazyfikacji.

Rysunek 2. Schemat zależności pomiędzy poszczególnymi stronami procesu



Wdrożenie przez PKN ORLEN S.A. Oddział Obrotu Hurtowego PGNiG w Warszawie narzędzia do wsparcia logistyki LNG jest dobrym przykładem implementacji wytycznych Przemysłu 4.0. Wobec obecnie obserwowanej potrzeby gwałtownego wzrostu wykorzystania gazoportów w Europie, system informatyczny usprawniający planowanie odbioru LNG jest szybkim i efektywnym sposobem poprawy przepustowości gazoportów.

Wprowadzenie i wykorzystanie zautomatyzowanego obiegu dokumentów, poprawa sprawności i niezawodności operacyjnej procesów związanych z LNG małej skali wpływają na możliwości planowania dostaw *just-in-time* (dostawa na czas), ograniczając możliwość pomyłek i błędów ludzkich, co bezpośrednio przekłada się na wyniki finansowe wszystkich zaangażowanych stron.

Na zakończenie warto jeszcze raz podkreślić, że skuteczna digitalizacja procesu pozwala na maksymalizację ilości LNG możliwego do rozdystrybuowania transportem kołowym, co może przyczynić się do gazyfikacji i rozwoju obszarów kraju o słabiej rozwiniętej infrastrukturze przesyłowej i dystrybucyjnej.

Krzysztof Wiśniewski, PKN Orlen S.A., Oddział Obrotu Hurtowego PGNiG w Warszawie
 Aleksander Zientek, PKN Orlen S.A., Oddział Obrotu Hurtowego PGNiG w Warszawie
 Mirosław Dyrda, dyrektor zarządzający ds. rynku gazu TT S.A.
 Piotr Błach, kierownik Zespołu ds. Rynku OZE TT S.A.

Krajowy System e-Faktur

– nowe wyzwania dla podatników i administracji skarbowej od 1 lipca 2024 roku

Jacek Budziszewski

Na mocy przepisów ustawy z 29 października 2021 roku o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw do polskiego systemu prawa podatkowego została wprowadzona możliwość wystawiania tzw. faktur ustrukturyzowanych przy użyciu Krajowego Systemu e-Faktur (dalej KSeF albo Krajowy System e-Faktur). Według obecnego stanu prawnego rozwiązanie to ma charakter dobrowolny.

Powyższy stan rzeczy ma niebawem ulec zmianie, ponieważ ustawodawca zamierza wprowadzić obligatoryjny system e-fakturowania dla wszystkich podatników. 30 listopada 2022 roku opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw, który reguluje te kwestie.

Zgodnie z ww. projektem ustawy, obligatoryjny KSeF ma wejść w życie 1 stycznia 2024 roku. Jednocześnie w ślad za informacją opublikowaną przez Ministerstwo Finansów 2 lutego 2023 roku obecnie wprowadzane są uwagi zgłoszone w trakcie konsultacji do ww. projektu ustawy. W wyniku przeprowadzonych konsultacji prawdopodobnie zmianie ulegnie termin wejścia w życie ww. projektu. Z komunikatu Ministerstwa Finansów wynika, że nastąpi przesunięcie wejścia w życie ustawy z 1 stycznia 2024 roku na 1 lipca 2024 roku (w przypadku podatników zwolnionych z VAT obowiązek ten ma wejść w życie 1 stycznia 2025 roku).

Przyjmując przedmiotowe rozwiązania, Polska dołączy do grona europejskich liderów w zakresie e-usług administracji. Będziemy czwartym krajem w Unii Europejskiej, który do powszechnego stosowania przyjął system e-Faktur (rozwiązania w tym zakresie stosowane są już w Hiszpanii, Portugalii i we Włoszech).

Czym jest faktura ustrukturyzowana?

W rozumieniu projektowanych przepisów faktura ustrukturyzowana (e-faktura) to nic innego jak faktura elektroniczna, z tym że wystawiona przy użyciu Krajowego Systemu e-Faktur, administrowanego przez szefa Krajowej Administracji Skarbowej, wraz z przydzielonym numerem identyfikującym daną fakturę w tym systemie.

Faktura ustrukturyzowana jest szczególnym rodzajem faktury elektronicznej, w odniesieniu do której zastosowanie będą miały ogólne zasady dotyczące faktur, wynikające z ustawy z 11 marca 2004 roku o podatku od towarów i usług, tj.:

- zasady wystawiania faktur,
- terminy wystawiania faktur,
- zakres wymaganych danych i informacji w fakturze,
- zasady korygowania wystawionych faktur.

Od dnia wejścia w życie zmian przewidzianych ww. projektem ustawy dokument wystawiony w innej postaci nie będzie uznawany za fakturę w świetle przepisów ustawy o VAT.

Kto będzie miał obowiązek wystawiania faktur ustrukturyzowanych?

Zgodnie z projektowanymi przepisami, każdy podatnik posiadający NIP (numer identyfikacji podatkowej) będzie obowiązany do wystawiania faktur przy użyciu Krajowego Systemu e-Faktur, z wyłączeniem przypadków przewidzianych w projekcie ustawy oraz w przepisach wykonawczych. Obowiązek ten będzie dotyczył zarówno podatników zwolnionych od podatku od towarów i usług, jak i czynnych podatników tego podatku.

Na zasadzie wyjątków obowiązek wystawiania faktur przy użyciu Krajowego Systemu e-Faktur nie będzie dotyczył wystawiania faktur:

- przez podatników nieposiadających siedziby działalności gospodarczej lub stałego miejsca prowadzenia działalności gospodarczej na terytorium kraju,
- przez podatników korzystających z procedur szczególnych, tj. procedury nieunijnej dotyczącej niektórych usług, procedury w zakresie świadczenia usług międzynarodowego okazjonalnego przewozu drogowego osób, procedury dotyczącej sprzedaży na odległość towarów importowanych,
- w okresie awarii Krajowego Systemu e-Faktur, określonej w specjalnym komunikacie,
- w przypadku braku możliwości korzystania z Krajowego Systemu e-Faktur, tj. w przypadku, gdy korzystanie z systemu nie będzie możliwe w związku z wystąpieniem sytuacji kryzysowej w rozumieniu przepisów o zarządzaniu kryzysowym.

W powyższych przypadkach faktury będą wystawiane w postaci papierowej lub elektronicznej i będą udostępniane w sposób uzgodniony z odbiorcą.

Transakcje objęte KSeF?

Obligatoryjnym system e-Faktur mają zostać objęte czynności, które w obecnym stanie prawnym podlegają obowiązkowo udokumentowaniu fakturą wystawioną zgodnie z przepisami ustawy o VAT, tj.:

- krajowe dostawy towarów i świadczenia usług dokonywane pomiędzy przedsiębiorcami,
- krajowe dostawy towarów i świadczenia usług dokonywane na rzecz organów publicznych,
- krajowe dostawy towarów i świadczenia usług dokonywane na rzecz konsumentów (zgodnie z komunikatem Ministerstwa Finansów z 2 lutego 2023 roku z obligatoryjnego e-fakturowania mają jednak zostać wyłączone transakcje dokonywane na rzecz konsumentów),
- krajowe dostawy towarów i świadczenia usług dokumentowane fakturami uproszczonymi (faktury z NIP nabywcy do kwoty 450 zł), z zastrzeżeniem, że w tym przypadku Ministerstwo Finansów planu-

- je przedłużenie okresu do 31 grudnia 2024 roku, w którym faktury uproszczone będą mogły być wystawiane w dotychczasowej formie,
- czynności dokonywane przez rolników ryczałtowych – faktura VAT RR,
 - czynności dokonywane w ramach zamówień publicznych – w tym przypadku ma nastąpić zapewnienie współdziałania dwóch systemów, tj. Platformy Elektronicznego Fakturowania (PEF) i KSeF.
- Ponadto, 1 stycznia 2025 roku ma nastąpić również rezygnacja z możliwości dokumentowania czynności za pomocą faktur wystawianych przy zastosowaniu kas rejestrujących.

Uprawnienia do korzystania z KSeF

Zgodnie z przyjętymi założeniami podatnikom mają zostać nadawane uprawnienia do:

- nadawania uprawnień do korzystania z Krajowego Systemu e-Faktur,
- wystawiania lub dostępu do faktur ustrukturyzowanych,
- wystawiania faktur ustrukturyzowanych przez nabywcę (samofakturowanie).

Uprawnienie do nadawania uprawnień do korzystania z Krajowego Systemu e-Faktur będzie posiadał podatnik, osoba fizyczna wskazana przez podatnika (np. pracownik), komornik sądowy, organ egzekucyjny lub osoba wskazana przez organ egzekucyjny.

Uprawnienia do wystawiania lub dostępu do faktur ustrukturyzowanych ma posiadać podatnik, osoba fizyczna wskazana przez podatnika, inny podmiot wskazany przez podatnika, osoba fizyczna wskazana przez podmiot, który został wskazany przez podatnika, a także komornik sądowy i organ egzekucyjny.

Nadawanie, zmiana albo odebranie uprawnień do korzystania z Krajowego Systemu e-Faktur będzie dokonywane za pomocą oprogramowania interfejsowego dostępnego na stronie, której adres ma zostać podany w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Finansów.

Przechowywanie faktur ustrukturyzowanych

Zgodnie z założeniami, faktury ustrukturyzowane mają być przechowywane w Krajowym Systemie e-Faktur przez 10 lat, liczonych od końca roku, w którym zostały wystawione. Po upływie 10-letniego okresu podatnik sam będzie decydował, w jaki sposób będzie przechowywał faktury ustrukturyzowane poza systemem e-Faktur (np. wydruk w formie papierowej, wersja elektroniczna faktury).

Kary z tytułu naruszenia obowiązków w zakresie KSeF

Z tytułu naruszenia projektowanych przepisów w zakresie obligatoryjnego e-fakturowania nowelizacja ustawy o podatku od towarów i usług przewiduje kary pieniężne.

Zgodnie z planowanymi regulacjami, jeżeli podatnik wbrew obowiązkowi nie wystawi faktury przy użyciu Krajowego Systemu e-Faktur albo w okresie awarii systemu wystawi fakturę w postaci elektronicznej niezgodnie z udostępnionym wzorcem, naczelnik urzędu skarbowego będzie nakładał na podatnika w drodze decyzji karę pieniężną do 100% wysokości kwoty podatku wykazanego na tej fakturze, a w przypadku faktury bez wykazanego podatku – karę pieniężną do 18,7% wysokości kwoty należności ogółem wykazanej na fakturze. Zgodnie z założeniami, kara pieniężna ma wynosić nie mniej niż 1000 zł.

Nalożona kara pieniężna będzie wpłacana na rachunek bankowy właściwego urzędu skarbowego w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji o nałożeniu tej kary. Kara pieniężna nie będzie nakładana na podatnika będącego osobą fizyczną, która za ten sam czyn będzie ponosiła odpowiedzialność za wykroczenie albo przestępstwo skarbowe.

W odniesieniu do przedsiębiorców do kary pieniężnej nie znajdzie zastosowania art. 21a prawa przedsiębiorców, co oznacza, że usunięcie nieprawidłowości przez przedsiębiorcę i powiadomienie właściwego organu o usunięciu tych nieprawidłowości nie spowoduje odstąpienia od nałożenia wskazanej kary pieniężnej.

Zgodnie z najnowszym stanowiskiem Ministerstwa Finansów nastąpić ma liberalizacja omawianej sankcji, a termin wejścia w życie regulacji sankcyjnych ma zostać przesunięty na 1 stycznia 2025 roku.

Korzyści i zagrożenia płynące z obligatoryjnego systemu e-Faktur

Zgodnie z założeniami, celem wprowadzenia obligatoryjnego stosowania Krajowego Systemu e-Faktur ma być skuteczniejsze zwalczanie oszustw podatkowych, zwłaszcza dotyczących rozliczania podatku od towarów i usług, oraz polepszenie zdolności analitycznych Krajowej Administracji Skarbowej poprzez automatyczną weryfikację zgodności pomiędzy zadeklarowanym a zapłaconym podatkiem od towarów i usług. Rozwiązanie to ma także na celu zwiększenie dokładności weryfikacji wniosków składanych przez podatników o zwrot podatku od towarów i usług.

Wprowadzenie w życie omawianych zmian ma przynieść określone korzyści zarówno po stronie przedsiębiorców, jak i po stronie administracji skarbowej.

Dla przedsiębiorców najważniejsze korzyści to:

- poprawa warunków i bezpieczeństwa prowadzenia działalności gospodarczej, między innymi poprzez automatyzację procesów,
- wprowadzenie jednolitego standardu wystawiania faktur, co może wpłynąć na usprawnienie obrotu gospodarczego,
- przyspieszony termin zwrotu podatku od towarów i usług – skrócenie terminu z 60 do 40 dni,
- wyłączenie z raportowania na żądanie organów podatkowych JPK_FA i JPK_VAT RR,
- uproszczenia w sporządzaniu JPK_VAT.

Dla administracji skarbowej najważniejsze korzyści to:

- zwiększenie efektywności kontroli nakierowanych na identyfikowanie nadużyć oraz nieprawidłowości w rozliczaniu podatku od towarów i usług,
- uszczelnienie systemu rozliczania podatku od towarów i usług, co może przełożyć się na zwiększenie dochodów budżetowych z tego tytułu – centralna i aktualizowana na bieżąco baza faktur,
- usprawnienie ściągalności podatku od towarów i usług.

Mimo wskazanych powyżej wielu korzyści płynących z obowiązkowego stosowania KSeF widoczne są również ryzyka związane z tym procesem. W ocenie autora, do największych ryzyk związanych z tak szerokim procesem digitalizacji danych podatkowych należy zaliczyć ryzyko związane z niekontrolowanym wypływem danych (często nawet danych wrażliwych), a także ryzyko nadmiernej kontroli podatników przez administrację skarbową. W celu ograniczenia tych ryzyk zarówno podatników, jak i Ministerstwo Finansów w najbliższym czasie czekają duże wyzwania.

Jacek Budziszewski jest prawnikiem, doradcą podatkowym, agentem celnym, zarządcą nieruchomości, pośrednikiem w obrocie nieruchomościami, audytorem energetycznym, a także audytorem wewnętrznym i audytorem śledczym II stopnia, wpisanym na listę Polskiego Instytutu Kontroli Wewnętrznej. Autor pełni funkcję mediatora sądowego w sprawach cywilnych, gospodarczych, administracyjnych i pracowniczych w Sądzie Okręgowym w Warszawie i Sądzie Okręgowym Warszawa Praga. Jest członkiem Komisji Prawnej Polskiej Federacji Stowarzyszeń Zawodów Nieruchomościowych. Posiada tytuł Executive MBA i LL.M.

Innowacyjne rozwiązania techniczne poprawiające komfort akustyczny w rejonie instalacji Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo

Kamil Podolak, Paweł Wilkosz

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo (KPMG Kosakowo) jest jednym z dwóch magazynów typu kawernowego, eksploatowanych przez Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP) w ramach umowy z PKN Orlen S.A. o wyłączenie dysponowanie instalacjami magazynowymi oraz o powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania.

KPMG Kosakowo realizuje podziemne magazynowanie gazu ziemnego, w ramach którego prowadzone są dwa procesy technologiczne: zatłaczanie gazu do kawern magazynowych i odbiór gazu z magazynu do systemu przesyłowego. Instalacja składa się z różnych obiektów technologicznych, generujących podczas pracy także hałas do środowiska.



Fot. 1. Agregaty sprężające, widok ogólny po zakończonym I etapie modernizacji mającej na celu ograniczenie hałasu emitowanego do środowiska.

Prowadzenie procesu zatłaczania gazu do kawern solnych wiąże się z pracą urządzeń sprężających (fot. 1), najczęściej kilku agregatów jednocześnie, emitujących hałas. Bardzo gwałtowna urbanizacja terenów gminy Kosakowo spowodowała przybliżenie się siedisk mieszkalnych do terenów przemysłowych gminy, na których zlokalizowany jest KPMG Kosakowo. Mając na uwadze znaczenie dobrych relacji ze społecznością lokalną gminy Kosakowo, PKN Orlen i GSP podjęły działania w kierunku redukcji emisji hałasu i poprawy klimatu akustycznego dla mieszkańców gminy, którzy w ostatnich latach osiedlają się w pobliżu instalacji napowierzchniowej KPMG Kosakowo.

W pierwszym etapie prac GSP zleciła wykonanie opracowania zatytułowanego „Analiza wibroakustyczna KPMG Kosakowo” podmiotowi specjalizującemu się w tego typu zagadnieniach. W wyniku przeprowadzonych badań nie potwierdzono istnienia problemu z nadmiernymi wibracjami pochodzącymi od instalacji KPMG Kosakowo, natomiast w przypadku hałasu otrzymane wyniki pomiarów wykazały ponadnormatywne wartości w bezpośredniej bliskości zakładu. Ponadto, wskazano na występowanie hałasu niskoczęstotliwościowego, co do którego zaproponowano przeprowadzenie dokładniejszych, wyspecjalizowanych badań.

Zrealizowane prace obejmowały także opracowanie modelu i mapy rozprzestrzeniania się hałasu w sąsiedztwie KPMG Kosakowo z uwzględnieniem maksymalnych wartości dopuszczalnego hałasu w środowisku:

- 45 db w godzinach 6.00–22.00,
- 40 db w godzinach 22.00–6.00,

zgodnie z rozporządzeniem ministra środowiska z 14 czerwca 2007 roku w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku.

Na podstawie otrzymanych danych w „Analizie wibroakustycznej KPMG Kosakowo” GSP zawniósł do PKN Orlen – Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG o realizację projektu środowiskowego pn. „Ograniczenie hałasu generowanego przez instalację napowierzchniową KPMG Kosakowo”. Po pozytywnej ocenie przedsięwzięcie skierowano do realizacji w ramach kompetencji Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG.

W celu osiągnięcia jak najlepszych efektów pod względem techniczno-ekonomicznym zdecydowano się realizować projekt w trybie „kroczącym” z założeniem podziału na dwa etapy:

- 1) wyciszenie głównych emitorów hałasu, wykonanie badań i pomiarów hałasu oraz analizy akustycznej (w tym niskoczęstotliwościowej), identyfikacja dodatkowych (zamaskowanych emitorów hałasu) – zakończony w lipcu 2022 roku,
- 2) wyciszenie dodatkowych emitorów hałasu, wykonanie badań i pomiarów hałasu oraz analizy akustycznej (podsumowanie projektu) – w trakcie realizacji.

W celu osiągnięcia jak najlepszych efektów przy ograniczeniu emisji akustycznej z urządzeń instalacji napowierzchniowej KPMG Kosakowo zrezygnowano z budowy ekranów akustycznych. Przeprowadzona analiza i doświadczenia realizacyjne z innych obiektów wykazały, że wymagane nakłady inwestycyjne byłyby nieproporcjonalne do osiągniętych efektów. Wymagane byłyby wzniesienie obiektów o dużej wysokości i zlokalizowanie ich w znacznym zagęszczeniu instalacji technologicznych. Budowa ekranów wiązałyby się także ze wzrostem hałasu na terenie zakładu – odbicia fali dźwiękowej nie ograniczałyby hałasu niskoczęstotliwościowego (przenikanie fali przez przegrody).

Zamiast podejścia ogólnego – budowy ekranów – zdecydowano się na innowacyjne rozwiązanie montażu zabezpieczeń przeciwhałasowych u źródła ich emisji. Pomimo większych wymagań technicznych wybór takiego rozwiązania okazał się bardziej efektywny i nieporównywalnie tańszy w stosunku do budowy ekranów. W przypadku montażu tłumików lub osłon bezpośrednio na dolotach powietrza lub wylotach spalin maszyn wirujących (w tym wypadku zestawu składającego się ze sprężarki tłokowej napędzanej turbodoładowanym silnikiem gazowym) wymagany jest dobór takich rozwiązań, które nie wpłyną na ich wydajność i stabilność pracy.

I etap – zrealizowany

Obejmował on prace w trybie: zaprojektuj i zbuduj, zrealizowane w okresie od lipca 2021 do lipca 2022 roku (12 miesięcy). Ich wynikiem było wdrożenie rozwiązań ograniczających emisję akustyczną dla głównych emitorów hałasu, obejmujących:

- tłumiki czerpni powietrza wentylacyjnego – 20 szt.,
- tłumiki czerpni wentylatorów nawiewnych – 12 szt.,
- drzwi wejściowe do hal maszyn (wymiana) – 8 szt.,
- zabudowę dźwiękochłonną instalacji technologicznej – 8 szt.,
- tłumiki na czerpniach powietrza do turbin silników gazowych – 8 szt.

Instalacja tłumików na czerpniach powietrza dolotowego do spalania dla silników gazowych wymagała szczególnej kontroli parametrów i stabilności pracy podczas rozruchu. Ruchy próbne zrealizowano dla każdego z czterech zestawów sprężających, a wdrożone rozwiązania nie wpłynęły na pracę maszyn. Zastosowane rozwiązania w postaci komór labiryntowych ograniczających emisję akustyczną z turbin silników gazowych przedstawia fot. 2.

Po zakończeniu prac montażowych zrealizowano akredytowane badania hałasu, na podstawie których określono uzyskane poziomy redukcji hałasu dla wybranych do wyciszenia emitorów oraz sporzą-



Fot. 2. Tłumik na czerpni powietrza dolotowego.

dzono analizę akustyczną, wraz ze szczegółowym rozpatrzeniem problemu hałasu niskoczęstotliwościowego.

Osiągnięte poziomy redukcji dla głównych emitorów hałasu.

Emitory hałasu	Poziom hałasu [dB/A]		
	Przed	Po	Zysk
Tłumiki czerpni powietrza wentylacyjnego	73	68	5
Tłumiki czerpni wentylatorów nawiewnych	84	68	16
Drzwi wejściowe do hal maszyn	79	63	15
Zabudowa dźwiękochłonna instalacji technologicznej	80	67	13
Tłumiki na czerpniach powietrza do turbin silników gazowych	96	73	23

Poza standardowymi badaniami hałasu po wdrożeniu wymienionych powyżej rozwiązań wykonano pomiary kamerą akustyczną, co pozwoliło na zidentyfikowanie dodatkowych źródeł hałasu i wskazanie ich lokalizacji na budynkach agregatów sprężających.

Podsumowanie etapu:

- uzyskano wymaganą skuteczność dla wszystkich wdrożonych zabezpieczeń przeciwhałasowych,
- nastąpiło znaczne obniżenie poziomu dźwięku w środowisku pracy (obszar zakładu) oraz w środowisku naturalnym (bezsrednie sąsiedztwo),

- wykonana analiza akustyczna pozwoliła na scharakteryzowanie problemu hałasu niskoczęstotliwościowego,
- wytypowano emitory dodatkowe do wyciszenia w II etapie.

II etap – w trakcie realizacji

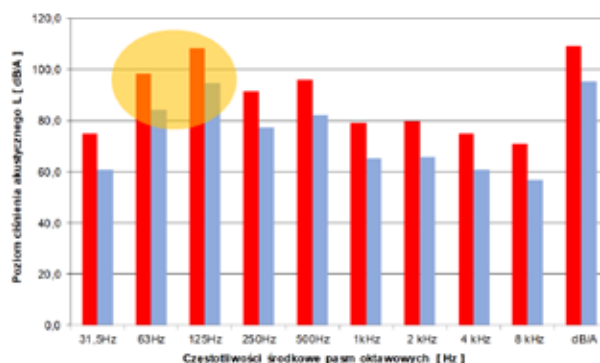
Obejmuje realizację prac w trybie: zaprojektuj i zbuduj (w 12 miesięcy), których wynikiem będzie wdrożenie rozwiązań ograniczających emisję akustyczną dla dodatkowych emitorów hałasu – kominów wydechowych spalin z turbodoładowanych silników gazowych (fot. 3).

Zostały one przewidziane do wyciszenia w wyniku przeprowadzonych badań i analiz w I etapie, w którym zostały zakwalifikowane jako wysokoemisyjne źródło hałasu niskoczęstotliwościowego. Z uwagi na szczególnie charakter źródła wymagane jest obniżenie poziomu emitowanego dźwięku o minimum 14,0 dB/A w ściśle określonych pasmach częstotliwości, tj. 63 oraz 125 Hz. Zagwarantuje to wymaganą do osiągnięcia redukcję hałasu niskoczęstotliwościowego, zgodnie z przeprowadzonymi założeniami projektowymi. Charakterystykę źródła, uzyskaną w wyniku wykonanych pomiarów oraz ich analizy przedstawiono na zamieszczonym wykresie.



Fot. 3. Komin wylotowy spalin silnika gazowego.

Charakterystyka emisji akustycznej ze źródła niskoczęstotliwościowego – komin wylotowy spalin



W celu osiągnięcia przedstawionych wyników zakłada się montaż dodatkowego tłumika w postaci komory na szczycie kominu. Tak jak w przypadku dolotu powietrza do spalania silników gazowych, tu także wymagane będzie sporządzenie specjalistycznych kalkulacji w celu wyeliminowania wpływu wdrażanych rozwiązań na pracę urządzeń.

Przyjęty tok postępowania przy realizacji przedsięwzięcia zagwarantuje najlepsze możliwe do osiągnięcia efekty redukcji hałasu przy zoptymalizowanych całkowitych nakładach inwestycyjnych. Projekt wpisuje się w politykę Gas Storage Poland, spółki działającej odpowiedzialnie, w której wysokie standardy działania organizacji przekładają się również na dbałość o społeczność lokalną i środowisko naturalne.

Kamil Podolak, Paweł Wilkosz, Gas Storage Poland, Departament Geologii i Utrzymania Ruchu, Dębogórze

Drony Prometheus H2

zapewniają wyższy poziom bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej

Robert Drzewiecki

Dotychczas drony kojarzyły się z filmowaniem wesel albo rekreacyjnymi zabawami w weekend. Mało kto śledził rozwój techniki bezzałogowych statków powietrznych (BSP) w zastosowaniach militarnych, bo były to działania skrzętnie ukrywane przez wojsko przed opinią publiczną z uwagi na ich innowacyjny i przełomowy charakter. Dopiero wojna w Ukrainie pokazała światu, jak można wpłynąć na przebieg działań wojennych, stosując BSP.

Wszyscy czytamy o możliwościach Bayraktarów, Raptorów lub innych dronów, które stały się nieodzownym narzędziem na współczesnym polu walki. Równolegle trwa wyścig o to, kto obejmie prymat w produkcji dronów do profesjonalnych zastosowań przemysłowych, a zwłaszcza komu uda się objąć fotel lidera seryjnej produkcji dedykowanych rozwiązań dronowych do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej. Okazuje się, że w tym wyścigu Polska zaczyna odgrywać rolę takiego lidera dzięki Hybrydowej Platformie Drogowej Prometheus H2. To



H2 blue z prawej.



Dron.

polski produkt, który obecnie nie ma konkurencji na świecie nie w eksperymentalnych, pojedynczych egzemplarzach, ale w ilościach dostępnych w seryjnej produkcji. Prometheus H2 posiada pełną integrację z sensorami umożliwiającymi obserwację w dzień i w nocy, termowizję, skaner lidar, kamerę fotogrametryczną i multispektralną, detektor metanu, a nawet miotacz ognia. Jeśli dodamy do tego możliwość prowadzenia lotów do pięciu godzin, zasięg do dwustu km, łączność GSM umożliwiającą transmisję obrazu w czasie rzeczywistym, sztuczną inteligencję działającą na samym dronie, możliwość prowadzenia działań przy wietrze do 20 m/s, w zakresie temperatur od -2 do 35 st. C oraz zgodność z dyrektywami UE, które zaczną obowiązywać od stycznia 2024 roku, to mamy gotową receptę na polski sukces na miarę Bayraktara na rynku cywilnym. Więcej informacji można będzie uzyskać, odwiedzając nasze stoisko na Targach EXPO-GAS 2023, na które serdecznie zapraszamy.

Oczywiście, najbardziej interesujące będą zastosowania praktyczne. Obecnie producent Prometheus H2 z sukcesem zrealizował dla PGNiG GRUPA ORLEN projekt „Demonstracja zdalnego pomiaru emisji metanu za pomocą urządzeń montowanych na bezzałogowych statkach powietrznych”. Projekt jest efektem wygranego konkursu i postępowania przetargowego, a zaintereso-



H2 front czerwony protector.



H2 front szary inspector.



H2 front niebieski ranger.



GCS z przodu H2 blue z prawej.



Piloci.

wanie firm z branży gazowniczej, energetycznej i kolejowej pokazuje, że we współczesnym świecie nie ma możliwości podniesienia bezpieczeństwa operatorów infrastruktury krytycznej bez zastosowania rozwiązań BSP, czego dowodem jest cytat z otrzymanej od PGNiG GRUPA ORLEN referencji: „PGNiG potwierdził, że testy zostały przeprowadzone profesjonalnie, zgodnie z założeniami zamówienia oraz przy zachowaniu najlepszych standardów. Spółka Prometheus zademonstrowała możliwości wykorzystania dronów H2 w sektorze infrastruktury gazowej zwłaszcza w zakresie detekcji emisji gazu – metanu. Równocześnie testy wykazały przydatność prezentowanej technologii na potrzeby:

- 1) inspekcji stanu technicznego infrastruktury naziemnej i napowietrznej,
- 2) inwentaryzacji geodezyjnej infrastruktury,
- 3) wsparcia dla działań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa fizycznego i ochrony,
- 4) wsparcia dla działań związanych z codzienną eksploatacją infrastruktury.

PGNiG potwierdził, że dokumentacja techniczna przedstawiona przez spółkę Prometheus SA oraz dane pozyskane z pokładu drona były kompletne i wysokiej jakości. Zlecenie zostało odebrane przez zamawiającego bez zastrzeżeń. PGNiG uznało spółkę Prometheus SA za producenta wysokiej jakości specjalistycznych dronów do zastosowań w sektorze gazowym oraz profesjonalnego partnera w zakresie realizacji zadań z ich wykorzystaniem."

Wierzmy, że polska firma Prometheus, dzięki wspólnym projektom z polskimi operatorami infrastruktury krytycznej nie tylko przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa Państwa biznesu, ale będzie też wizytówką Polski we współczesnym świecie.

Z ostatniej chwili: firma Prometheus została dostrzeżona przez Ministerstwo Spraw Zagranicznych i objęta programem misji gospodarczych realizowanych przez prezydenta i rząd RP. Kiedy będą Państwo czytać ten artykuł, będziemy już po pierwszym wyjeździe razem z MSZ na spotkanie z przedstawicielami rządu, instytucji państwowych i biznesu Algierskiej Republiki Ludowo-Demokratycznej, na którym będziemy prezentować nasze rozwiązanie razem z przedstawicielami PGNiG GRUPA ORLEN.

Jeśli chcą Państwo porozmawiać o tym, jak wspólnie możemy współpracować w zakresie zwiększenia bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej, i nie tylko o tym, serdecznie zapraszam do naszego stoiska na TARGACH EXPO-GAS 2023.

Robert Drzewiecki, prezes zarządu Prometheus SA

Normy światowe dla urządzeń ciśnieniowych

Leszek Lewandowski

Wymagania w zakresie materiałów oraz inspekcji rurociągów z tworzyw sztucznych wzmocnionych włóknem szklanym (GRP) na podstawie normy PN-EN ISO 14692

W artykule przedstawiono normę PN-EN ISO 14692 dotyczącą rurociągów z tworzyw sztucznych wzmocnionych włóknem szklanym.

Normę opracował Komitet Techniczny ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries”.

W Polsce odpowiedzialnym za normę w Polskim Komitecie Normalizacyjnym jest Komitet Techniczny nr 31 do spraw Górnictwa Nafty i Gazu.

NORMA PN-EN ISO 14692 SKŁADA SIĘ Z CZTERECH CZĘŚCI

PN-EN ISO 14692-1:2017-10

Przemysł naftowy i gazowniczy

Rurociągi z tworzyw sztucznych wzmocnione włóknem szklanym (GRP)

Część 1. Słownictwo, symbole, zastosowanie i materiały

PN-EN ISO 14692-2:2017-11

Przemysł naftowy i gazowniczy

Rurociągi z tworzyw sztucznych wzmocnione włóknem szklanym (GRP)

Część 2. Kwalifikacja i wytwarzanie

PN-EN ISO 14692-3:2017-11

Przemysł naftowy i gazowniczy

Rurociągi z tworzyw sztucznych wzmocnione włóknem szklanym (GRP)

Część 3. Projektowanie sytemu

PN-EN ISO 14692-4:2017-11

Przemysł naftowy i gazowniczy

Rurociągi z tworzyw sztucznych wzmocnione włóknem szklanym (GRP)

Część 4. Wytwarzanie, instalowanie i eksploatacja

ZAKRES STOSOWANIA NORM

Norma PN-EN ISO 14692 ma zastosowanie w przemyśle naftowym i gazowniczym.

Dopuszcza się stosowanie wymagań normy w innych gałęziach przemysłu pod warunkiem, że zostanie to uzgodnione pomiędzy stronami kontraktu.

Wymagania normy znajdują zastosowanie w budowie rurociągów w energetyce i przemyśle chemicznym.

MATERIAŁY – ŻYWICE

Wymagania dla żywic zawarte są w normie PN-EN ISO 14692-1. Do budowy rurociągów dopuszcza się stosowanie następujących żywic:

poliestrowej	UP	Żywice powinny spełniać wymagania w zakresie odporności chemicznej w odniesieniu do cieczy lub gazów, które będą przesyłane rurociągiem.
winyloestrowej	VE	
winyloestrowej-uretanowej	VEU	
epoksydowej	EP	
fenolowej	PF	

Przy doborze żywic należy uwzględnić także dodatkowe wymagania zagranicznych specyfikacji, a zwłaszcza wymagania IMO Resolution A.753 „Guidelines for the application of plastic pipes on ships”.

Norma PN-EN ISO 14692-1 – wydanie z 2017 roku nie określa maksymalnej dopuszczalnej temperatury roboczej. Zazwyczaj jest ona uzgadniana przez wytwórcę rur i kształtek z inwestorem. Bardzo często inwestor określa rodzaj żywicy i jego wytwórcę, wytwórców wzmocnień, a także kolor rurociągu.

Maksymalne dopuszczalne temperatury robocze rurociągu określone były w normie PN-EN ISO 14692-1 – wydanie z 2011 roku	Grupa żywic	Maksymalna dopuszczalna temperatura robocza [°C]
	Epoksydowa	110
	Winyloestrowa	100
	Poliestrowa	70
	Fenolowa	150

WZMOCNIENIA

Wymagania dla wzmocnień zawarte są w normie PN-EN ISO 14692-1. Norma zaleca stosowanie wzmocnień szklanych. Dopuszcza się stosowanie innych wzmocnień, np. węglowych czy aramidowych, ale tylko po uzyskaniu zgody zamawiającego. Konieczne jest także uzyskanie deklaracji chemoodporności wytwórcy wzmocnień węglowych i aramidowych.

WYTYCZNE DLA INSPEKCJI RUROCIĄGÓW

Zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 14692-4 inspekcja rurociągów obejmuje:

- 1) badania wizualne,
- 2) próby ciśnieniowe,
- 3) inne badania nieniszczące.

Przy planowaniu inwestycji wskazane jest uzgodnienie między stronami zakresu i terminów inspekcji na etapie wytwarzania rur i kształtek oraz na etapie dostaw i instalowania. Powszechną praktyką jest także uzgadnianie szczegółowych kryteriów akceptacji niezgodności laminatów.

➤ Kryteria oceny niezgodności laminatów rur i kształtek określone są w normie PN-EN ISO 14692-2, aneks J, tabela J.1

Przykładowe niezgodności oraz kryteria akceptacji i działania korekcyjne		
Niezgodność	Kryterium akceptacji	Działania korekcyjne
Pęcherze powietrza	Maks. 1,5 mm	Akceptować
Pęcherze	Niedopuszczalne	Odrzucić
Pęknięcia	Poniżej 25 mm	Akceptować
Pęknięcia	Powyżej 25 mm	Mała naprawa
Niedopuszczalne	Odrzucić	Zarysowania i zadrapania
Suche miejsca	Obszar powyżej 25 mm x 25 mm	Mała naprawa
Zarysowania i zadrapania	Obszar poniżej 25 mm x 25 mm	Akceptować

➤ Kryteria oceny niezgodności laminatów budowanych i eksploatowanych rurociągów określone są w normie PN-EN ISO 14692-4, załącznik A, tabela A.1.

Norma w załączniku A określa również zalecane metody badań nieniszczących, a także działania korekcyjne u wytwórcy rur i kształtek oraz działania korekcyjne na etapie dostaw, instalowania i eksploatacji rurociągów.

BADANIA WIZUALNE

Badania wizualne pozwalają wykryć następujące podstawowe niezgodności laminatu:

- odkształcenia i nadmierne odchyłki wymiarowe,
- pęknięcia powierzchni i mikropęknięcia,
- delaminacje blisko powierzchni, wtrącenia, wypryski, odbarwienia,
- pęcherze powietrza,
- uszkodzenia spowodowane uderzeniami,
- nadmiar żywicy oraz brak żywicy,
- ślady ataku chemicznego i erozji

Wskazane jest wykonywanie badań wizualnych przed barwieniem ścianek rurociągów. Utrudnieniem oględzin w trakcie badań wizualnych są także włókna węglowe i aramidowe.

PRÓBY CIŚNIENIOWE

Próby ciśnieniowe są najlepszym sposobem potwierdzania integralności rurociągów. Przeprowadzanie takich prób zazwyczaj możliwe jest dopiero po zakończeniu montażu rurociągów, gdy wykonywanie napraw jest utrudnione z powodu ryzyka opóźnienia inwestycji.

Próby ciśnieniowe pozwalają wykryć następujące podstawowe niezgodności: nieodpowiednie utwardzenie żywic, brak szczelności połączeń rozłącznych i nierozłącznych. Wartość ciśnienia próbnego wynosi zazwyczaj 1,5-krotność ciśnienia projektowego.

INNE BADANIA NIENISZCZĄCE

Badania ultradźwiękowe

Badania ultradźwiękowe przeprowadzane są metodą impuls-echo (PE) lub przy zastosowaniu dwóch przetworników i płaskiej impedancji (IPM).

Badania ultradźwiękowe pozwalają wykryć następujące podstawowe niezgodności laminatu:

- obszary bez żywicy,
- delaminacje i puste przestrzenie,
- odchyłki grubości ścianki powyżej 20%.

Zalecana częstotliwość przy badaniach ultradźwiękowych powinna wynosić od 0,25 do 2,25 MHz przy grubościach rur od 8 do 25 mm.

W celu zwiększenia czasu pomiędzy odbitymi sygnałami stosuje się transmisję przez zalane rurociągi przy sygnale wracającym od przeciwnej ścianki rur oraz odpowiednie dla rur GRP wzorce (np. polimetakrylan metylu).

Badania radiograficzne

Badania radiograficzne pozwalają wykryć następujące podstawowe niezgodności laminatu:

- obszary bez żywicy oraz nadmiar żywicy,
- delaminacje i puste przestrzenie,

Przykładowe niezgodności laminatów, kryteria akceptacji, zalecane badania nieniszczące oraz działania korekcyjne							
Niezdność	Kryterium akceptacji	Rekomendowane badania	Inne potencjalne badania	Działania korekcyjne			
				Wytwarzanie	Dostawa	Instalowanie	Eksploatacja
Pęcherze powietrza	Niedopuszczalne powyżej 3 mm	VT	RT	Odrzucić	-	-	Mała naprawa
Pęcherze	Niedopuszczalne	VT	UT RT	Odrzucić	Odrzucić	Odrzucić/ duża naprawa	Akceptować, gdy brak wycieków
Atak chemiczny	Niedopuszczalne	VT		Odrzucić	Odrzucić	Odrzucić	Odrzucić/ duża naprawa
Pęknięcia	Poniżej 25 mm	VT		Akceptować	-	Akceptować	Akceptować
Pęknięcia	Powyżej 25 mm	VT		Mała naprawa	-	Mała naprawa	Mała naprawa
Suche miejsca	Niedopuszczalne	VT		Odrzucić	-	Odrzucić/duża naprawa	Duża naprawa
Erozja	Niedopuszczalne	UT	UT B-scan UT – TOF RT Akustyczno- -ultradźwiękowe		-	-	Duża naprawa
Pęknięcia z całkowitą penetracją i pęknięciami włókien szklanych	Niedopuszczalne	VT	Emisja akustyczna	Odrzucić	Odrzucić	Duża naprawa	Duża naprawa
Nieodpowiednie utwardzenie żywic	PN-EN ISO 14692-2, Pkt.7.2.4	PN-EN ISO 14692-2, Pkt.7.2.4	DSC w celu wyznaczenia temperatury zeszklenia Tg	-	-	Powtórnie wykonać połączenie (duża naprawa) Powtórnie utwardzić połączenie (mała naprawa)	-

- odchyłki grubości ścianki powyżej 20%,
- brak współosiowości,
- niewłaściwe wprowadzenie rur do kielichów.

Zalecane napięcia przy badaniach radiograficznych powinny wynosić od 10 do 50 keV. W celu wzmocnienia kontrastu stosowane jest dodawanie do żywic pierwiastków ciężkich, w formie związków, na przykład ZnJ_2 lub $BaSO_4$ (udział masowy do 5%).

Badania emisją akustyczną

Badania emisją akustyczną pozwalają wykryć następujące podstawowe niezgodności laminatu:

- brak integralności rurociągu,
- wzrost pęknięć,
- pęknięcia wzmocnień szklanych,
- nieodpowiednie utwardzenie żywic,
- wycieki.

Badanie wymaga, aby rurociąg znajdował się pod obciążeniem, aż do maksymalnego obciążenia projektowego. Wykrywane są tylko wzrost lub propagacja uszkodzeń.

Różnicowa kalorymetria skaningowa (DSC)

Badania DSC pozwalają wykryć nieodpowiednie przygotowanie i utwardzenie żywic.

Do pomiaru temperatury zeszklenia T_g i innych pomiarów zmian cieplnych konieczne jest odcięcie małych próbek laminatu.

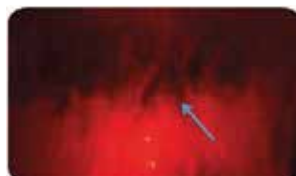
Pomiar twardości Barcola

Badanie twardości Barcola pozwala wykryć nieodpowiednie przygotowanie i utwardzenie żywic rur oraz połączeń laminatów.

Badanie należy przeprowadzić zgodnie ze specyfikacją ASTM D2583 oraz zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 14692-2, pkt 7.2.5. Bardzo często inwestor określa minimalne wartości twardości Barcola (np. 90% twardości żywicy).

Badanie termograficzne

Metoda polega na podgrzaniu powierzchni laminatu silnym impulsem ciepła i obserwowaniu zmian rozkładu temperatury za pomocą kamery termowizyjnej.



Zdjęcie z wykorzystaniem kamery termowizyjnej.

Badanie termograficzne pozwala wykryć następujące podstawowe niezgodności laminatu:

- narastanie osadów,
- odchyłki grubości ścianek,
- brak żywic.

Metoda posiada ograniczenia związane z badaniem laminatów o grubości powyżej 10 mm.

Badanie mikrofalami

Badanie mikrofalami pozwala wykryć następujące podstawowe niezgodności:

- uszkodzenia spowodowane uderzeniami,
- uszkodzenia powierzchni wewnętrznej,
- delaminacje,
- wady połączeń laminatów.

Metoda stosowana jest do badań materiałów dielektrycznych. Możliwe jest badanie laminatu o dużych grubościach. Istotne jest także to, że powierzchnia rurociągu nie musi być gładka.

Badanie interferencji światła laserowego

– szerografia

Badanie pozwala wykryć następujące podstawowe niezgodności:

- uszkodzenia spowodowane uderzeniami,
- uszkodzenia powierzchni wewnętrznej,
- delaminacje,
- wady połączeń laminatów.

Metoda pozwala na szybkie bezkontaktowe badanie przy zastosowaniu skanerów laserowych i komputerów. Możliwe jest także mapowanie naprężeń powierzchni laminatu.

Badanie akustyczno-ultradźwiękowe

Badanie pozwala wykryć następujące podstawowe niezgodności:

- uszkodzenia spowodowane uderzeniami,
- zmęczenie materiału,
- wady połączeń laminatów.

Metoda jest kombinacją badania emisją akustyczną i badania ultradźwiękowego przy wykorzystaniu techniki „A-scan” i „C-scan”.

Badanie akustyczne Tap testing

Metoda polega na uderzaniu narzędziem w rurociąg z niewielką energią oraz badaniu i analizowaniu odpowiedzi rurociągu. Możliwe jest badanie ręczne (np. młotkiem) lub mechaniczne.

Badanie pozwala wykryć następujące podstawowe niezgodności:

- uszkodzenia spowodowane uderzeniami,
- wady połączeń laminatów.

Metoda posiada ograniczenia związane z badaniem grubszych laminatów.

Badanie prędkości fal ultradźwiękowych

Metoda polega na pomiarze prędkości fal ultradźwiękowych w materiale rur i kształtek rurociągu.

Badanie pozwala wykryć następujące podstawowe niezgodności:

- zmianę sztywności osiowej rurociągu,
- zmęczenie materiału i uszkodzenia w wyniku pełzania materiału.

Badanie przeprowadza się głowicami kątowymi. Analizowane są obciążenia, naciski i sztywność osiowa rurociągu. W wyniku przeprowadzonych badań otrzymuje się matrycę uszkodzeń rurociągu.

UWAGA!

Rurociągi z tworzyw sztucznych wzmocnionych włóknem szklanym (GRP) mogą wymagać także uwzględnienia wymagań dyrektywy ciśnieniowej 2014/68/UE (PED) oraz innych dyrektyw, np. dyrektywy 2014/34/UE (ATEX) określającej wymagania dla urządzeń i systemów ochrony przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej.

Leszek Lewandowski, ekspert w dziedzinie kluczowej Tworzywa Sztuczne Dział Urządzeń Ciśnieniowych, Urząd Dozoru Technicznego Oddział w Bydgoszczy, członek Polskiego Komitetu Normalizacyjnego: KT 140 do spraw Rur, Kształtek i Armatury z Tworzyw Sztucznych, KT 168 do spraw Wytwarzania z Tworzyw Sztucznych, KT 240 do spraw Maszyn i Urządzeń do Przetwórstwa Tworzyw Sztucznych i Mieszanek Gumowych

Sztuczna inteligencja w branży gazowniczej

Jacek Magiera

Doczekaliśmy czasów, kiedy prawdopodobnie więcej publikacji naukowych i popularnonaukowych poświęconych jest badaniu zagadnień sztucznej inteligencji niż inteligencji ludzkiej, a termin ten jest na ustach chyba wszystkich, włącznie z codziennymi mediami.

Fakt, że usługa ChatGPT, znany system generatywnej AI ustanowiła w lutym br. historyczny rekord największego przyrostu liczby zarejestrowanych użytkowników jaki kiedykolwiek istniał na świecie [1], jest chyba najlepszym poparciem tej tezy.

W niniejszym artykule chciałbym pokrótce przedyskutować możliwości aplikacji sztucznej inteligencji w branży gazowniczej w Polsce i zidentyfikować przykładowe obszary o potencjalnie niskim progu wdrożenia i znaczących korzyściach dla projektowania, operacji i utrzymania infrastruktury gazowej w Polsce.

Krótki przegląd algorytmów uczenia maszynowego (ML) i sztucznej inteligencji (AI)

Metody sztucznej inteligencji rozwijają się formalnie od przełomu lat 50. i 60. XX w. Jedną z pierwszych publikacji zapowiadającej nadejście kiedyś ery sztucznej inteligencji znanych z tamtych czasów jest artykuł J.C.R. Licklidersa pt. „Man-Computer Symbiosis” [2]. Kreślił w nim wizję rozszerzenia władz intelektualnych człowieka z wykorzystaniem techniki komputerowej i autonomizacji maszyn cyfrowych w budowaniu wiedzy i „myśleniu”. Sądzę, że nieco starsi czytelnicy tego tekstu pamiętają jeszcze termin „mózg elektronowy”, który – prawdopodobnie w konsekwencji tych publikacji – był używany w polskiej terminologii popularnonaukowej jeszcze w latach 70. XX w. jako synonim słowa „komputer”, raczej nieużywanego w potocznym obiegu. Wtedy na ten termin z pewnością było za wcześnie, ale dziś wiele algorytmów realizowanych przez komputery ma cechę analogiczną do tego, co w przypadku realnego mózgu nazywamy neuroplastycznością. Jest to zdolność systemu neurologicznego do zmiany aktywności (reakcji), związana zwykle z przebudową jego struktury, funkcji lub powiązań, będącej wynikiem jakiegoś wcześniejszego oddziaływania na mózg [3]. Z takim przypadkiem mamy do czynienia zwłaszcza w tzw. głębokim uczeniu maszynowym.

Na potrzeby niniejszej publikacji i jej bazowego celu – czyli wskazania obszarów zastosowań metod sztucznej inteligencji w branży gazowniczej i uzyskania „tanio” szybkich efektów według zasady Pareto 80/20 – podzielimy metody sztucznej inteligencji na cztery grupy:

- uczenia maszynowego nadzorowanego (*supervised learning*),
- uczenia maszynowego nienadzorowanego (*unsupervised learning*),
- głębokiego uczenia maszynowego (*deep ML*),
- uczenia przez wzmacnianie/posiłkowanego (*reinforcement learning*).

Uczenie nadzorowane zazwyczaj wymaga pewnego wsparcia człowieka, aby danym wejściowym ze zbioru testowego przypisać pożądane cechy wyjściowe, a potem nauczyć system przewidywać

(znaleźć funkcję mapującą) poprawną odpowiedź na nieznaną dane. Do tej grupy metod należą m.in. metody regresji (liniowa, wielomianowe i inne), klasyfikacji (metoda wektorów nośnych SVM, drzew decyzyjnych, uczenia Bayesowskiego, K-najbliższych sąsiadów K-NN, ...).

Uczenie nienadzorowane zakłada brak podziału danych na uczące/testowe, ma odkryć ich model w wyniku prowadzonych analiz. Do tej grupy metod należą m.in. metody redukcji wymiarów modelu (PCA, SVD, ...), poszukiwania wzorców (*pattern search*), analiza grupowania (*clustering*) i inne.

Uczenie głębokie to grupa metod wykorzystująca sztuczne sieci neuronowe, algorytmy zbudowane na wzór systemu nerwowego mózgu, gdzie pojedyncze bloki funkcyjne (neurony) są łączone w warstwy, a analiza danych wejściowych ma prowadzić do zbudowania modelu ich zachowania poprzez iteracyjne uczenie (wyznaczanie współczynników wagowych dla zaimplementowanych w neuronach funkcji aproksymujących), zwane epokami – i to bez wcześniejszych założeń co do modelu danych, ich charakteru czy cech. Ta grupa metod jest rozwijana szczególnie mocno, jako że są to narzędzia o najszerszym bodaj polu zastosowań, mające także zdolność generalizacji zdobytej wiedzy. Pole zastosowań sieci neuronowych jest nieograniczone, równie dobrze są stosowane do analizy i rozpoznawania mowy, obrazów, poszukiwania modeli matematycznych dla zjawisk fizycznych, ekonomicznych czy medycznych, jak i predykcji zachowań czy generowania nowych obiektów (np. grafika albo klip wideo). Praktycznie wszędzie, gdzie dostępne są bogate zbiory danych przykładowych, dla których znana jest realna odpowiedź danego systemu, można je wykorzystać do nauczania sieci tych zachowań oryginalnych danych, a potem dla nowych zbiorów danych uzyskać „inteligentną” odpowiedź.

Sztuczna inteligencja w branży gazowniczej

Branża gazownicza to potężny przemysł, zwykle dzielony na trzy segmenty: wydobywczy/przetwórczy, przesyłowy i dystrybucyjny. Potencjał cyfryzacji jest w nich ogromny – od wsparcia poszukiwań, przez wydobycie i rafinację, po przesyłanie i dystrybucję. A do tego liczne inwestycje budowlane, planowanie, realizacja i zarządzanie infrastrukturą. Dodajmy kwestie cyberbezpieczeństwa, operowanie infrastrukturą krytyczną, szeroki kontekst oddziaływania społecz-

nego i ekonomicznego, a także globalne powiązanie rynku paliw w praktycznie jeden system i silne oddziaływanie sfery polityki na ten segment, aby dopełnić obrazu branży. Niesie ona ogromne bogactwo zagadnień i wyzwań natury biznesowej, technicznej, politycznej i społecznej w jednej z najwrażliwszych gałęzi gospodarki światowej. Zarządzana przez wysokiej klasy specjalistów, jest przysłowiowym „oczkiem w głowie” polityków. To czy w ogóle jest tu – a jeśli tak, to gdzie – miejsce na sztuczną inteligencję?

Analizując branżę gazowniczą i jej *modus operandi*, trudno nie zauważyć, że w wielu obszarach jej działania generowana jest ogromna liczba danych: z czujników, systemów monitoringu, sieci sensorów, w wyniku procesów dystrybucji, zarządzania, inwestycji czy utrzymania. Nawet zawartość baz danych billingowych niesie ukryte wzorce zachowań klientów i ogromny potencjał biznesowy. Dane te często mają charakter danych niestrukturalnych, pozornie ze sobą niepowiązanych, przytłaczających ogromem i rozproszeniem. Równocześnie i na zewnątrz rynku gazowego generowana jest ogromna liczba innych danych ekonomicznych, gospodarczych i politycznych, które poprzez powiązania rynku paliw w globalny system oddziałują na podejmowane w branży gazowniczej decyzje. Czy w takim razie metody sztucznej inteligencji i dostępne zasoby danych mogą być pomocne w bieżących operacjach branży gazowniczej i planowaniu strategicznym jej rozwoju? Czy łatwość generowania dziś dużych strumieni danych – np. z monitoringu wizyjnego, urządzeń internetu rzeczy IoT, a także codziennych operacjach w biznesowych bazach danych – nie stwarza pola do tworzenia nowych obszarów analizy i zastosowań dla sztucznej inteligencji? Skoro bowiem są duże zbiory danych, skoro pod warstwą pozornej przypadkowości w tych danych ukryte są niewidoczne najczęściej gołym okiem trendy i modele i skoro są dziś dostępne narzędzia do analizy tych zbiorów danych, to odpowiedź wydaje się jedna: tak!

W analizach zastosowań sztucznej inteligencji w branży gazowniczej dostępnych powszechnie w internecie (np. [4–7]) powtarzają się najczęściej takie obszary jak:

- 1) wsparcie procesów BHP,
- 2) zarządzanie aktywami,
- 3) podejmowanie decyzji oparte na danych analitycznych,
- 4) optymalizacja procesów biurowych, obiegu dokumentów, zamawiania, zatwierdzania raportów,
- 5) analiza danych z pomiarów geologicznych, odwiertów itp.,
- 6) wykrywanie uszkodzeń, awarii,
- 7) optymalizacja planowania dostaw i logistyki,
- 8) redukcja kosztów produkcji, dystrybucji i magazynowania,
- 9) cyberbezpieczeństwo.

Część metod z grupy metod sztucznej inteligencji, np. metody regresji, są w prostych zastosowaniach dostępne nawet jako funkcje rozwiązań tak powszechnych, jak arkusze kalkulacyjne (np. MS Excel, Google Sheet i inne) czy oprogramowanie dla inteligencji biznesowej BI (np. PowerBI, Google Data Studio, Tableau i inne). Część potencjału sztucznej inteligencji można pozyskać wraz z zakupem gotowego oprogramowania, np. platform do zarządzania projektami czy jako systemy klasy ERP/CRM (np. Oracle, Procure, Salesforce [1] i inne). W obszarze cyberbezpieczeństwa wiele rozwiązań wykrywania zagrożeń opartych jest na analizie wzorca zachowań pakietów internetowych z wykorzystaniem sztucznej inteligencji. Metody sztucznej inteligencji na dobre zagościły też w analizie mowy i obrazu, którymi na co dzień posługujemy się, korzystając z asystentów głosowych

czy chat-botów. Mamy więc sztuczną inteligencję wszędzie, także w branży gazowniczej.

Najciekawszy potencjał niosą jednak te obszary zastosowań, w których metody sztucznej inteligencji są stosowane pod potrzeby konkretnej organizacji i jej codziennych operacji. Wymagają one wprawdzie budowy własnych rozwiązań „pod klucz”, ale są najlepiej dostosowane do jej potrzeb, poziomu dojrzałości transformacji cyfrowej i posiadanych zasobów. Co ważne, wiele z ogólnie dostępnych narzędzi AI (np. Keras/TensorFlow/SciKit-learn, OpenNN, inne) jest darmowych. Oznacza to, że organizacje mogą wdrażać systemy AI w racjonalnych budżetach, według aktualnych potrzeb, dostępnych zasobów IT, zasobów danych i zasobów kadrowych, a potem skalować wraz z rosnącymi potrzebami czy zyskami z wdrożenia.

W niniejszym artykule miałem przedstawić przykłady zastosowania metod sztucznej inteligencji w branży gazowniczej zgodnie z zasadą Pareto 80/20 – czyli identyfikacji przypadków „taniego” („20”) wdrożenia metod sztucznej inteligencji w praktyce biznesowej branży, dających szybki i widoczny efekt praktyczny, czyli „efekt Wow!” („80”).

Zacznijmy od określenia obszarów zwanych umownie jako „20” w zasadzie Pareto. Chodzi o obszary aktywności biznesowej i operacyjnej, które są „tanie”, bo albo te zasoby istnieją, albo ich nabycie jest związane z relatywnie niewielkimi kosztami w zestawieniu ze spodziewanymi rezultatami wdrożenia. Są to na przykład:

- 1) gotowe duże zbiory danych lub metody taniego pozyskania dużych zbiorów danych:
 - a) bazy danych biznesowych (np. dane billingowe, dane z wdrożonych systemów zarządzania projektami, dane z baz CRM/ERP, inne),
 - b) zewnętrzne bazy danych, zwłaszcza ogólnodostępne lub darmowe (GIS, dane ekonomiczne, dane o pogodzie/prognozy pogody, inne),
 - c) dane z zaimplementowanych rozwiązań inteligentnych typu SCADA (automatyka i monitoring przemysłowy), IoT i sieci sensorów),
 - d) wdrożenie systemów LIDAR, fotogrametrii 3D, monitoringu wizyjnego 3D,
 - e) inne,
- 2) wdrożone rozwiązania ERP/CRM/PM z wbudowaną funkcjonalnością AI,
- 3) wdrożone systemy i procedury cyfrowego raportowania i cyfrowego obiegu dokumentów,
- 4) własne kadry w dziale analityki biznesowej /IT/,
- 5) własne zasoby IT, adekwatne do planowanej skali zastosowań procesów AI.

Dodając do tej listy darmowe lub wdrożone wcześniej rozwiązania AI/ML/BI, wewnętrzne *know-how* organizacji oraz jasną wizję i strategię transformacji cyfrowej, relatywnie łatwo zidentyfikować możliwe do osiągnięcia efekty „80” – czyli spodziewanego „Wow!” wynikającego z wdrożenia sztucznej inteligencji. Na przykład dla firm z sektora wydobywczego/przesyłowego mogą to być:

- 1) łączenie danych z rozwiązań typu PIMS (modelowanie i zarządzanie infrastrukturą rurociągów, magazynów, przepompowni itp.) z modelami BIM infrastruktury, danymi o terenie z systemów GIS oraz z danymi uzyskiwanymi w czasie rzeczywistym z czujników i sensorów rozmieszczonych na rozległej infrastrukturze gazowej w celu zbudowania cyfrowego bliźniaka dla zarządzania infrastrukturą i predykcją jej zachowań, prognozowaniem kosztów i działań serwisowych,

- 2) predykcja awarii/dysfunkcji na podstawie danych bieżących i historycznych oraz modeli mechanicznych/termodynamicznych infrastruktury,
- 3) pozyskiwanie danych z regularnych nalotów dronami nad rurociągami, przetwarzanie danych fotogrametrycznych do chmur punktów i identyfikacja komponentów aktywów w celu automatycznej inwentaryzacji aktywów lub zarządzania nimi,
- 4) pozyskiwanie danych o aktualnych odkształceniach z inteligentnych (akwizycja danych + łącze internetowe) ekstensometrów/tensometrów czy czujników MEMS na rurociągach/przepompowniach i predykcja stopnia zagrożenia awarią całego systemu,
- 5) prognozowanie wydobycia/zapotrzebowania na podstawie danych historycznych o zapotrzebowaniu, historycznych danych pogodowych i prognoz pogody, sytuacji na rynkach innych paliw, sytuacji na rynkach finansowych czy nawet informacji ze świata polityki,
- 6) inne.

Dla firm z sektora dystrybucji mogą to być modele:

- 1) dywersyfikacji zachowań i potrzeb konsumentów według różnych kryteriów (regiony kraju, małe/średnie/duże miasta, a nawet cenzusu majątkowego w danym regionie),
- 2) wahań dobowych zapotrzebowania i optymalnej dywersyfikacji dobowej taryf w celu zapewnienia satysfakcji klienta przy maksymalizacji zysków lub inteligentnego sterowania zapotrzebowaniem klientów na gaz (wymaga inteligentnych urządzeń pomiarowych czasu rzeczywistego, generujących strumień danych, np. opisanych jako wizja w [8]),
- 3) optymalizacji, zarządzania i utrzymania infrastruktury dystrybucyjnej z wykorzystaniem urządzeń IoT, inteligentnych czujników i modeli BIM aktywów,
- 4) detekcji wycieków, detekcji awarii liczników lub identyfikacji nieuprawnionych poborów gazu z systemu dystrybucyjnego,
- 5) inne.

Dla firm generalnych wykonawców i wykonawców:

- 1) wdrożenie monitoringu wideo 3D w celu identyfikacji i budowy modeli 4D (zmiennych w czasie) stref zagrożenia w pobliżu pracujących maszyn, dynamiczna predykcja stref niebezpiecznych wraz z postępującym frontem robót,
- 2) monitoringu w czasie rzeczywistym postępu robót, identyfikacja wykonanych prac (np. położonych komponentów gazociągu) w modelu BIM inwestycji i generowanie raportu zachowania harmonogramu robót,
- 3) analityka biznesowa KPI wyników współpracy z podwykonawcami, profilowanie zachowań podwykonawców i tworzenie matrycy ryzyka we współpracy,
- 4) automatyczny monitoring zachowań pracowników, wykrywanie zagrożeń, przebywania w strefach niebezpiecznych, rozliczanie czasu pracy,
- 5) automatyczny monitoring łańcucha dostaw, identyfikacja komponentów dostarczonych na czas/po czasie, profilowanie dostawców usług i towarów, predykcja potencjalnych opóźnień i proaktywne reagowanie,
- 6) wykrywanie wad materiałów, profilowanie jakości materiałów od dostawców, optymalizacja dostaw,
- 7) inne.

To tylko kilka „w miarę prostych” propozycji, choć ich „prostota” zakłada wcześniejsze warunki wstępne: przede wszystkim posiadanie dostatecznych zasobów danych, w tym danych czasu rzeczywiste-

go, posiadanie wdrożonych procesów akwizycji danych i baz danych w celu ich przechowywania, standardów i struktur danych. Krytyczne będą kompetentne kadry. Zakłada się przy tym, że koszt np. systemu kamer CCTV dostarczających danych wideo w celu odtworzenia modelu terenu 3D, postępów inwestycji czy monitorowania pracowników wykonawcy czy zasoby IT dla takiego systemu, stanowią relatywnie marginalny koszt w porównaniu z oczekiwaną stopą zwrotu z takich inwestycji. Oczywiście, przedstawione propozycje – zgodnie z przyjętym założeniem – nie obejmują całościowej wizji zarządzania firmami czy sektorami gospodarki przez autonomiczne systemy sztucznej inteligencji, a raczej postulują zrobienie pierwszego kroku – wykorzystania sztucznej inteligencji do wsparcia procesów decyzyjnych, zarządzania, ewidencjonowania poprzez wykrywanie trendów czy predykcję zachowań systemów biznesowych. Oczywiście, bezcennym zasobem będą własna wiedza o branży i znajomość zasad jej funkcjonowania.

* * *

Wymienione powyżej możliwe zastosowania sztucznej inteligencji w branży gazowniczej obejmują jedynie mały ułamek szerokiej możliwości i świadomie zostały wybrane jako zgodne z zasadą 80/20. Nie wymagają one znaczących inwestycji finansowych i są możliwe do wdrożenia – jak się wydaje – przez wiele organizacji czynnych na rynku gazowniczym. Wiele elementów i systemów potrzebnych do budowy tych rozwiązań jest dostępnych na rynku jako oprogramowanie *open source* lub ich koszt nie jest znaczący. Najtrudniejszym elementem wdrożenia metod sztucznej inteligencji jest zapewne określenie wizji, zbudowanie strategii i rozwój zaplecza kadrowego dla implementacji. Koszty osobowe nie są pomijalne, ale – jak pokazuje doświadczenie wielu firm – w finalnym rozliczeniu takie inwestycje się opłacają. Z pewnością jest w branży gazowniczej ogromny potencjał zastosowań metod AI, zwłaszcza w obszarach, w których lepsze zrozumienie zachowań systemu pozwoli podejmować dobre biznesowo decyzje. Przy dzisiejszej wartości rynku gazowego nawet przysłowiowe 2% zysku z takich decyzji to ogromne pieniądze!

Dr inż. Jacek Magiera, Katedra Technologii Informatycznych w Inżynierii, Wydział Inżynierii Łądowej Politechniki Krakowskiej

Bibliografia

1. ChatGPT powers up Salesforce's Einstein AI, Newsletter TechRepublic, 10.03.2023 [https://www.techrepublic.com/article/salesforce-openai-chatgpt-powers-einstein-ai/ – dostęp marzec 2023]
2. J. C. R Licklider, March 1960, *Man-Computer Symbiosis*, *IRE Transactions on Human Factors in Electronics*, HFE-1: 4–11.
3. P. Mateos-Aparicio, A. Rodríguez-Moreno, 2019, *The Impact of Studying Brain Plasticity*, *Frontiers in Cellular Neuroscience*, Vol. 13, [https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fncel.2019.00066/full – dostęp marzec 2023].
4. *6 Ways AI is Transforming the Oil and Gas Industry*, ttps://blog.vsoftconsulting.com/blog/ais-role-in-oil-and-gas-industry – dostęp marzec 2023].
5. *How AI is transforming the oil and gas industry*, [https://www.azena.com/insights/how-ai-is-transforming-the-oil-and-gas – dostęp marzec 2023].
6. *13 Remarkable Applications of AI in the Oil & Gas Industry* [https://www.birlasoft.com/articles/13-remarkable-applications-ai-oil-gas-industry – dostęp marzec 2023].
7. *6 Remarkable Applications of AI in the Oil & Gas Industry*, [https://acuvate.com/blog/six-applications-of-ai-in-oil-gas-industry/ – dostęp marzec 2023].
8. R. Baldys-Rembowski, J. Magiera, 2022, *Transformacja cyfrowa w branży gazowniczej*, „Przegląd Gazowniczy” 2(74), s. 26–28.

Możliwość dofinansowania infrastruktury gazowej w nowej perspektywie budżetowej UE

Michał Szpila

Nareszcie rusza FEnIKS! To kolejny, ale wszystko wskazuje na to, że już ostatni tak duży program wsparcia unijnego, z którego dofinansowanie mogą uzyskać inwestycje w infrastrukturę gazową. Wymagania stawiane przed beneficjentami i projektami są duże, ale wobec wyzwań stojących przed branżą skorzystanie z dofinansowania nabiera szczególnego znaczenia.

Rozpoczyna się wdrażanie trzeciej perspektywy budżetowej od przystąpienia Polski do UE w 2004 roku. Dwa dotychczasowe Programy Operacyjne Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013 oraz 2014–2020 w wielu aspektach poprawiły jakość życia i odmieniły otoczenie, przyczyniając się do rozwoju infrastruktury transportowej, energetycznej, ochrony środowiska, nauki i służby zdrowia. Beneficjentów nauczyły zaś, jak skutecznie wydatkować pieniądze unijne, projektować inwestycje i osiągać założone cele, trzymając się administracyjnej pragmatyki, niezbędnej przy wydatkowaniu funduszy publicznych. Symbolem wdrażania funduszy unijnych w branży gazowniczej jest terminal skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, bez którego dziś trudno wyobrazić sobie zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz to, czego na co dzień nie widać – tysiące kilometrów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych we wszystkich regionach Polski. Teraz przyszła kolej na program FEnIKS. Powodów, dla których warto skorzystać ze środków FEnIKS jest wiele.

FEnIKS to akronim nazwy programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko, tyleż chwytliwy, że od razu może nieść skojarzenie z odnową i postępem. FEnIKS to największy program polityki spójności na lata 2021–2027, który będzie wdrażany w Polsce. Jego powstawanie poprzedzone było kilkuletnim okresem prac i negocjacji. W działania te od początku zaangażowana była Izba Gospodarcza Gazownictwa i jej przedstawiciele. Kluczowym momentem była publikacja w 2021 roku unijnych rozporządzeń polityki spójności na lata 2021–2027, określających kierunki oraz warunki wydatkowania środków w nowej perspektywie. To właśnie w tych dokumentach, będących wynikiem uzgodnień Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego i Rady, dopuszczono możliwość finansowania inwestycji w infrastrukturę gazową, co znalazło przełożenie na kształt programu FEnIKS. Komisja Europejska formalnie zatwierdziła program w październiku 2022 roku, a w grudniu Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej – zarządzające strumieniami alokacji środków unijnych – opublikowało szczegółowy opis priorytetów programu FEnIKS, który stanowi instrukcję wdrażania wsparcia dla poszczególnych rodzajów inwestycji i umożliwia otwarcie naborów projektów.

Głównym celem programu FEnIKS jest poprawa warunków rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju. Program obejmuje wiele kierunków interwencji – wskazuje na 24 priorytety inwestycyjne z sektorów energetyki i środowiska, transportu miejskiego, drogowego, kolejowego, wodnego i lotniczego oraz zdrowia i kultury. Budżet programu wynosi ponad 24 miliardy euro, które wydatkowane będą na wsparcie projektów w formie dotacji i instrumentów finansowych. W sektorze energetycznym FEnIKS koncentruje się na kilku priorytetach, w tym poprawie efektywności energetycznej i infrastruktury ciepłowniczej, rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej i gazowej. Operacjonalizacją celów programu FEnIKS w przypadku infrastruktury gazowej – zgodnie z systematyką programu – jest działanie FENX.02.03 Infrastruktura Energetyczna.

Celem działania FENX.02.03 jest rozwój inteligentnych systemów gazowych. Wsparcie mogą otrzymać następujące typy projektów realizowane przez operatorów:

- budowa, rozbudowa i modernizacja inteligentnych sieci gazowych na wszystkich rodzajach ciśnień wraz z infrastrukturą towarzyszącą,
- rozwój systemów dystrybucyjnych (lokalne stacje LNG),
- budowa lub rozbudowa magazynów gazów odnawialnych.

Dla beneficjentów ubiegających się o dofinansowanie kluczowe znaczenie powinien mieć fakt, że wspierane będą jedynie inwestycje technicznie przyszłościowe (*future-proof*), to znaczy takie, które uwzględniają przygotowanie infrastruktury gazowej do wprowadzenia do systemu gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, takich jak np. wodór, biometan czy gaz syntezowy. O ile biometan stanowi paliwo akceptowalne, czy wręcz pożądane obecnie w systemie gazowym, to spełnienie wymagań dla domieszkowania wodoru może stanowić wyzwanie, szczególnie w procesie przygotowania inwestycji oraz udzielania dofinansowania. Decydujące znaczenie będzie mieć kształt kryteriów oceny projektów do dofinansowania. Kryteria te bezwzględnie powinny być przygotowywane wspólnie z branżą oraz uwzględniać obecne uwarunkowania prawne i rynkowe. Trudno dziś również powiedzieć, jak będą kształtować się koszty realizacji

inwestycji o niewątpliwie wyższych standardach materiałowych i technologicznych. Wymagania wobec projektów jednak trudno traktować inaczej niż jako emanację strategii UE w zakresie wodoryzacji oraz zazieleniania systemów energetycznych i całej gospodarki. Dla operatorów systemów gazowych w Polsce, dzięki skorzystaniu z zachęty w postaci środków UE, pojawia się zatem szansa na pilotażowe wdrożenie inwestycji i rozwiązań, które w przyszłości staną się powszechną, stosowaną w branży praktyką.

Zgodnie z przepisami unijnego rozporządzenia o Europejskim Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), jednej z podstawowych regulacji polityki spójności, inwestycje w zakresie infrastruktury gazowej muszą zostać wybrane do dofinansowania z FEnIKS przed końcem 2025 roku i nie mogą być kontynuowane w kolejnym okresie programowania (zgodnie z zasadami finansowania muszą zakończyć się w 2029 roku). Wymóg ten przesądza prawdopodobnie o tym, że dofinansowanie do infrastruktury gazowej, takiej jak rozumiemy ją dziś, nie będzie już możliwe w kolejnej perspektywie budżetowej UE. Dyskusja nad kształtem budżetu polityki spójności po 2027 roku wprawdzie formalnie jeszcze się nie zaczęła, należy jednak zakładać, że na jego kształt wpływ będzie mieć stopniowe zaostrzenie polityki klimatycznej, zmiany w zakresie technologii w energetyce oraz wzrost poziomu rozwoju Polski. Wszystko to pozwala przyjąć, że wsparcie infrastruktury w takim zakresie oraz wartości, takie jak w programie FEnIKS, więcej się nie powtórzą. Tym bardziej ważne jest, żeby z niego skorzystać.

Wsparcie dla inwestycji w infrastrukturę gazową udzielane będzie w formie dotacji. Decyzja o wyborze takiej formy wspar-

FEnIKS to akronim nazwy programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko, tyleż chwytliwy, że od razu może nieść skojarzenie z odnową i postępem. FEnIKS to największy program polityki spójności na lata 2021–2027, który będzie wdrażany w Polsce.

cia poprzedzona była szczegółową analizą i dyskusją, również z udziałem Izby Gospodarczej Gazownictwa, uwzględniającą uwarunkowania rynkowe i możliwość osiągnięcia zakładanych efektów. Potwierdzono tym samym, że w przypadku wybranych inwestycji tego typu w Polsce jedynie bezzwrotna dotacja ze środków publicznych jest w stanie zapewnić efektywność przedsięwzięcia. Dla beneficjentów to niewątpliwa korzyść w stosunku do alternatywnych sposobów finansowania w postaci instrumentów zwrotnych. Łączna alokacja środków UE w ramach programu FEnIKS na dofinansowanie infrastruktury gazowej to maksymalnie 700 milionów euro, czyli niewiele ponad 3 miliardy złotych. Limit środków wynika z ograniczeń narzuconych rozporządzeniem o EFRR i podkreśla coraz bardziej restrykcyjne podejście UE do finansowania tego rodzaju inwestycji. Wydaje się to niewiele, zważywszy że kwota alokacji dotyczy inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz magazyny gazów odnawialnych. Tymczasem z badania przeprowadzonego wśród firm członkowskich zainteresowanych dofinansowaniem z FEnIKS przez Izbę Gospo-

darczą Gazownictwa pod koniec 2022 roku wynika, że wartość potencjalnych projektów wymagających wsparcia przekracza 18 miliardów złotych. Oznacza to, że nie wszystkie projekty mogą liczyć na dofinansowanie, a program FEnIKS nie zaspokoi zgłaszanych potrzeb. Ale w tym kontekście program trzeba traktować jako narzędzie tworzenia zachęt do realizacji wybranych inwestycji. Interwencja publiczna powinna pojawiać się tam, gdzie zrealizowanie zamierzeń inwestycyjnych nie będzie bez niej możliwe (w praktyce oznacza to inwestycje nieefektywne ekonomicznie). Dla branży gazowniczej dofinansowanie z FEnIKS daje więc szczególną szansę na wdrażanie wybranych projektów, zwłaszcza przyszłościowych, wpisujących się w pożądane kierunki transformacji energetycznej.

Zgodnie z opublikowanym szczegółowym opisem priorytetów programu FEnIKS, wsparcie infrastruktury gazowej nie ma charakteru pomocy publicznej. Utrzymanie takiego podejścia, wynikającego z kształtu polskiego rynku gazu oraz jego uwarunkowań prawnych, przyczyni się niewątpliwie do szybszego uruchomienia naboru projektów, rozpoczęcia inwestycji oraz skutecznej realizacji celów programu w pełnym zakresie. Podejście odmienne może spowodować, że procesy te znacznie się wydłużą, ale też sprawić, że część inwestycji nie otrzyma wsparcia i nie zostanie zrealizowana.

Wdrażanie programu właśnie się rozpoczyna. Ogłoszenia pierwszych naborów projektów do dofinansowania można spodziewać się w najbliższym półroczu.

W przypadku inwestycji branży gazowniczej partnerami w zakresie udzielania dofinansowania będą Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej (instytucja zarządzająca), Ministerstwo Klimatu i Środowiska (instytucja pośrednicząca) oraz Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (instytucja wdrażająca), które pełniły tę funkcję również poprzednio. To ważne, bo zarówno zdobyte doświadczenie, jak i znajomość branży i jej projektów będą mieć decydujące znaczenie dla sprawnej realizacji wymaganych zadań.

Środki publiczne dadzą impuls tak bardzo potrzebny dziś gospodarce. FEnIKS będzie mieć wpływ na wiele kluczowych sektorów infrastrukturalnych, inicjując inwestycje wpisujące się w strategiczne kierunki zmian Unii Europejskiej. W energetyce to przede wszystkim wsparcie dla projektów z branży OZE, produkcji i wykorzystania biometanu i wodoru, źródeł energii i sieci oraz ciepłownictwa. Taką samą szansę dostają przedsiębiorstwa gazownicze. Tym bardziej że branża energetyczna może liczyć na wsparcie inwestycji również z innych źródeł dofinansowania, takich jak Fundusz Modernizacyjny, Krajowy Plan Odbudowy, a także środki na badania i innowacje z programu Fundusze Europejskie Nowoczesna Gospodarka (FENG), czy Horyzont Europa. W tym kontekście kierunki interwencji programu FEnIKS traktować trzeba jako swoisty drogowskaz dla branży. Wykorzystanie efektu synergii w działaniach beneficjentów, dzięki zaangażowaniu środków publicznych, przyczyni się do powstania nie tylko pojedynczych inwestycji, ale też do budowania inteligentnego systemu energetycznego, w którym infrastruktura paliw gazowych stanowić ma istotne ogniwo, przygotowane na wyzwania przyszłości.

Michał Szpila jest pracownikiem Departamentu Rozwoju w Polskiej Spółce Gazownictwa; w Izbie Gospodarczej Gazownictwa pełni funkcję przewodniczącego Zespołu Konsultacyjnego ds. Pozyskiwania Środków UE, reprezentuje też IGG w Komitecie Monitorującym FEnIKS 2021–2027.

Energas 2023 – VII edycja

Krzysztof Górny, Gascontrol Polska sp. z o.o.

W okresie 25–27 stycznia 2023 roku w Targanicach (Kocierz Hotel & SPA) odbyła się kolejna, siódma edycja Konferencji Techniczno-Naukowej „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej” Energas 2023.

W tym roku uczestniczyło w niej ponad 150 osób z branży gazowniczej.

Konferencję zorganizowały Politechnika Śląska w Gliwicach oraz Gascontrol Polska sp. z o.o. W radzie naukowej zasiadli profesorowie z Katedry Techniki Ciepłej: prof. dr hab. inż. Ireneusz Szczygieł oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski, profesor Politechniki Śląskiej.

Energas 2023 odbył się pod patronatem Izby Gospodarczej Gazownictwa. Partnerami głównymi konferencji byli Oddział Centralny PGNiG w Warszawie PKN Orlen SA oraz Solar Turbines. Wydarzenie wsparły firmy z branży naftowo-gazowniczej: Anticor sp. z o.o., Arma-pol sp. z o.o., Auma Polska sp. z o.o., Broen Poland sp. z o.o., Chart Ferox Inc., Emerson Automation Solutions, Gascontrol Group, Fastra s.r.o., Lincoln Electric Bester sp. z o.o. oraz Picarro, Inc. W konferencji udział wzięli przedstawiciele PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., PSG sp. z o.o. oraz GAZ-SYSTEM S.A. Patronat medialny nad wydarzeniem objęły firmy: CIRE.PL, Gaz Woda i Technika Sanitarna oraz CNG-LNG.pl.

Podczas konferencji odbyły się cztery panele tematyczne. Pierwszy z nich związany był z kierunkami rozwoju rynku gazowego w Polsce, mającymi na celu zwiększenie niezależności dostaw paliwa, ze szczególnym uwzględnieniem LNG, CNG, biometanu i wodoru. Tematyka referatów w tym panelu dotyczyła m.in. wymagań jakościowych dla LNG, biometanu i wodoru w ujęciu wymagań polskich i europejskich dokumentów standaryzacyjnych, wykorzystania odwróconego obiegu Braytona w procesach regazyfikacji LNG, nowoczesnych rozwiązań w instalacjach gazu skroplonego LNG, bioLNG i wodoru, armatury w instalacjach wodorowych, budowy stacji regazyfikacji gazu LNG jako Zakładu Podwyższonego Ryzyka, zagadnień związanych z obsługą stacji regazyfikacji LNG, przykładami analizy bezpieczeństwa w instalacjach wodorowych realizowanych z wykorzystaniem symulacji komputerowych, roli magazynów wodoru we wdrażaniu gospodarki wodorowej, zatłaczania wodoru do sieci gazowej oraz stacji tankowania wodoru do autobusów, przetłaczania gazu ziemnego z zamkniętych odcinków gazociągów oraz zrealizowanych projektów zatłaczania biometanu do gazociągów.

Drugi panel tematyczny dotyczył nowoczesnych technologii do budowy infrastruktury gazowej. Przedstawiono referaty związane z modułowymi tłoczniami gazu, technologiami redukcji emisji dwutlenku węgla w kontekście zrównoważonego rozwoju, rozwiązaniami do redukcji i raportowania emisji metanu, doświadczeniami w zakresie testowania i eksploatacji czujników do pomiaru odkształceń i naprężeń w gazociągach, podstawami pomiaru jakości gazu oraz innowacyjnym systemem sterowania ciągami RAF, zarządzaniem projektami z obszaru gazownictwa, elektrodami otulonymi dla zastosowań w budowie gazociągów oraz energetyce, standardowymi i specjalnymi napędami elektrycznymi w infrastrukturze sieci gazowych, powłokami antykorozyjnymi na rurach stalowych i armaturze

rurociągów, kompozytowymi materiałami naprawczymi GC WRAP oraz innowacyjnymi urządzeniami do prac hermetycznych.

Kolejnym punktem konferencji był panel dyskusyjny, w którym udział wzięli przedstawiciele głównych podmiotów rynku gazowego w kraju, a także uczelni i firm wykonawczych. Omówiono aktualną strategię związaną z wtlaczaniem wodoru i biometanu do sieci gazowych, zwrócono uwagę na coraz większą rolę gazu skroplonego LNG, omówiono też wyzwania stojące przed elementami infrastruktury gazowej związane z wtlaczaniem wodoru do sieci gazowych.

W trzecim dniu obrad przedstawiono ostatnią sesję tematyczną dotyczącą innowacji w gazownictwie. Omówiono metodologię identyfikacji procesów destrukcyjnych w krytycznej infrastrukturze gazowej metodą emisji akustycznej, przedstawiono instrumenty do pozyskiwania innowacji od start-upów w ramach programów InnVento oraz PGNiG Ventures, zaprezentowano światłowodowy system do pomiaru wydłużenia kompensatorów, omówiono kierunki rozwoju podmiotów wytwarzających armaturę gazową oraz wymagania Urzędu Dozoru Technicznego związane z rurociągami przesyłowymi gazu.

Obecnie sytuacja rynku gazowego w Polsce i na świecie jest dynamiczna i trudno w sposób jednoznaczny przewidzieć kierunek rozwoju. Podczas konferencji zadano wiele pytań, które nie uzyskały jednoznacznych odpowiedzi. Czy dynamiczny rozwój rynku gazu w Polsce, wzrost znaczenia biometanu, gazu skroplonego LNG, wodoru oraz rozwój energetyki gazowej w świetle dekarbonizacji gospodarki zagwarantują gazownictwu stabilną pozycję? Jakie znaczenie ma przy tym mnogość wyzwań technologicznych, prawnych i organizacyjnych? Na te i inne pytania postaramy się odpowiedzieć przy okazji kolejnej, ósmej już edycji, zaplanowanej na 24–26 stycznia 2024 roku.

Więcej informacji na stronie www.konferencjaenergass.pl

Patronat Honorowy:



Partner Główny:



Partner wspierający:



Patronaty medialne:



Współorganizator:





XII Targi Techniki Gazowniczej

19-20 | 04 | 2023
Kielce

Spotkajmy się wszyscy na targach!



odbierz
darmowy
bilet



ZOSTAŃ WYSTAWCĄ

www.expo-gas.pl

A chef with a beard, wearing a white short-sleeved shirt and a dark striped apron, is focused on cooking in a professional kitchen. He is holding a wooden-handled frying pan with a wooden skewer, and steam is rising from the pan. The background shows kitchen equipment and a blurred interior.

ORLEN DLA POLSKI

**Gaz dla biznesu
tańszy o ponad połowę**

PGNiG Obrót Detaliczny z Grupy ORLEN od 15 marca 2023 r. o ponad połowę obniży ceny gazu dla firm korzystających z Cennika „Gaz dla Biznesu”. Klienci nie będą musieli podejmować żadnych działań, aby płacić mniej. To efekt silnego koncernu multienergetycznego, który gwarantuje bezpieczeństwo dostaw surowców i ich atrakcyjne ceny.

Dowiedz się więcej na OrlenDlaPolski.pl